



PROGRAMA DE DESARROLLO DEL  
**SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL**

**2 0 1 6 - 2 0 3 0**

**P R O D E S E N**

**SENER**  
SECRETARÍA DE ENERGÍA



# ÍNDICE

Índice .....	1
Índice de Tablas .....	3
Índice de Tablas (Anexos) .....	6
Índice de Gráficos .....	9
Índice de Gráficos (Anexos) .....	11
Índice de Mapas .....	11
Índice de Mapas (Anexos) .....	13
Índice de Figuras .....	14
<b>1. Introducción.....</b>	<b>15</b>
1.1. Marco Regulatorio.....	15
1.2. Alcance.....	15
1.3. Contribución del Sector Eléctrico.....	18
1.4. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de electricidad .....	20
<b>2. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....</b>	<b>27</b>
2.1. Capacidad Instalada.....	27
2.2. Generación de energía eléctrica.....	30
2.3. Tecnologías de generación de energía eléctrica en México .....	33
2.4. Modalidades de generación .....	41
2.5. Cambios en la infraestructura de generación.....	42
2.6. Transmisión.....	44
2.7. Interconexiones transfronterizas.....	49
2.8. Distribución.....	51
<b>3. Consumo y demanda de energía eléctrica.....</b>	<b>53</b>
3.1. Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica .....	53
3.2. Pronóstico del consumo y la demanda de energía eléctrica.....	57
3.3. Resultados.....	60
<b>4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) .....</b>	<b>67</b>
4.1. Insumos para la planeación .....	67
4.2. Criterios para la elaboración del PIIRCE.....	73

4.3. Metodología de planeación de la generación.....	77
4.4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).....	79
4.5. Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica.....	104
4.6. Costos del Sistema Eléctrico Nacional.....	105
4.7. Análisis de confiabilidad.....	106
<b>5. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión .....</b>	<b>111</b>
5.1 Proyectos Programados.....	112
5.2 Límites de Transmisión 2016-2021.....	155
5.3 Proyectos en Estudio.....	156
5.4 Proyectos en Análisis.....	161
5.5 Instrucción de Proyectos de Transmisión.....	163
5.6 Programa de Modernización.....	163
<b>6. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD).....</b>	<b>165</b>
6.1. Atender la oferta y demanda existentes de distribución de energía eléctrica.....	166
6.2. Extender el servicio de distribución.....	173
6.3. Incorporar sistemas de vanguardia tecnológica.....	173
<b>7. Resumen de inversiones 2016-2030 .....</b>	<b>179</b>
7.1. Generación.....	179
7.2. Transmisión.....	179
7.3. Distribución.....	180
<b>Anexo.....</b>	<b>181</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.1.	Capacidad instalada por tipo de tecnología.....	28
Tabla 2.1.2.	Capacidad instalada por modalidad 2015.....	29
Tabla 2.2.1.	Generación bruta de energía eléctrica.....	31
Tabla 2.2.2.	Generación bruta de energía eléctrica por modalidad 2015.....	32
Tabla 2.6.2.	Capacidad de transmisión por región de control.....	47
Tabla 2.6.3.	Líneas de transmisión.....	48
Tabla 2.6.4.	Capacidad de las subestaciones eléctricas de transmisión.....	48
Tabla 2.8.1	Líneas de distribución.....	51
Tabla 2.8.2.	Subestaciones de distribución.....	51
Tabla 2.8.3.	Usuarios atendidos, transformadores de distribución y capacidad de CFE.....	52
Tabla 3.1.1.	Consumo de energía eléctrica por región de control.....	54
Tabla 3.1.2.	Demanda máxima coincidente 2015.....	56
Tabla 4.1.1.	Nombres de las regiones de transmisión.....	70
Tabla 4.1.2.	Plan Quinquenal 2015-2019.....	71
Tabla 4.4.1.a.	Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctrica 2016-2030.....	81
Tabla 4.4.9.	Programa Indicativo para el Retiro de Centrales Eléctricas 2016-2030.....	99
Tabla 5.1.1.	Obras de transmisión, Baja California-SIN.....	113
Tabla 5.1.2.	Obras de transformación, Baja California-SIN.....	113
Tabla 5.1.3.	Obras de compensación, Baja California-SIN.....	113
Tabla 5.1.4.	Beneficio-costo, Baja California-SIN.....	114
Tabla 5.1.5.	Obras de transmisión, Nogales, Sonora-Arizona, EUA.....	115
Tabla 5.1.6.	Obras de compensación, Nogales, Sonora-Arizona, EUA.....	116
Tabla 5.1.7.	Beneficio-costo, Nogales, Sonora-Arizona, EUA.....	116
Tabla 5.1.8.	Obras de transmisión, Istmo de Tehuantepec-Valle de México (Oaxaca).....	117
Tabla 5.1.9.	Obras de transformación, Istmo de Tehuantepec-Valle de México (Oaxaca).....	118
Tabla 5.1.10.	Obras de compensación, Istmo de Tehuantepec-Valle de México (Oaxaca).....	118
Tabla 5.1.11.	Obras de transmisión, Tamaulipas.....	119
Tabla 5.1.12.	Obras de transformación, Tamaulipas.....	120
Tabla 5.1.13.	Obras de compensación, Tamaulipas.....	120
Tabla 5.1.14.	Beneficio-costo, Tamaulipas.....	120
Tabla 5.1.15.	Obras de transmisión y transformación, Chichi Suárez Banco 1.....	122
Tabla 5.1.16.	Beneficio-costo, Chichi Suárez Banco 1.....	122

Tabla 5.1.17.	Obras de transmisión y transformación, Potrerillos Banco 4.....	124
Tabla 5.1.18.	Beneficio-costo, Potrerillos Banco 4.....	124
Tabla 5.1.19.	Obras de transmisión y transformación, Guadalajara Industrial.....	126
Tabla 5.1.20.	Beneficio-costo, Guadalajara Industrial.....	126
Tabla 5.1.21.	Obras de transmisión y transformación, Zona Laguna.....	128
Tabla 5.1.22.	Beneficio-costo, Zona Laguna.....	128
Tabla 5.1.23.	Obras de transmisión y transformación, Subestación Lago .....	130
Tabla 5.1.24.	Beneficio-costo, Subestación Lago.....	130
Tabla 5.1.28.	Resumen de las principales obras e indicadores por región de control 2016-2025 .....	131
Tabla 5.1.29.	Principales obras de transmisión programadas región de control Central 2016-2025 .....	132
Tabla 5.1.30.	Principales obras de transformación programadas región de control Central 2016-2025 .....	132
Tabla 5.1.31.	Principales obras de compensación programadas región de control Central 2016-2025 .....	133
Tabla 5.1.32.	Principales obras de transmisión programadas región de control Occidental 2016-2025 .....	134
Tabla 5.1.33.	Principales obras de transformación programadas región de control Occidental 2016-2025 .....	134
Tabla 5.1.34.	Principales obras de compensación programadas región de control Occidental 2016-2025 .....	135
Tabla 5.1.35.	Principales obras programadas de transmisión región de control Norte 2016-2025 .....	137
Tabla 5.1.36.	Principales obras de transformación programadas región de control Norte 2016-2025 .....	137
Tabla 5.1.37.	Principales obras de compensación programadas región de control Norte 2016-2025 .....	138
Tabla 5.1.38.	Principales obras de transmisión programadas región de control Noreste 2016-2025 .....	139
Tabla 5.1.39.	Principales obras de transformación programadas región de control Noreste 2016-2025 .....	139
Tabla 5.1.40.	Principales obras de compensación programadas región de control Noreste 2016-2025 .....	140
Tabla 5.1.41.	Principales obras de transmisión programadas región de control Peninsular	

	2016-2025 .....	141
Tabla 5.1.42.	Principales obras de transformación programadas región de control Peninsular	
	2016-2025 .....	141
Tabla 5.1.43.	Principales obras de compensación programadas región de control Peninsular	
	2016-2025 .....	142
Tabla 5.1.44.	Principales obras de transmisión programadas región de control Oriental	
	2016-2025 .....	144
Tabla 5.1.45.	Principales obras de transformación programadas región de control Oriental	
	2016-2025 .....	144
Tabla 5.1.46.	Principales obras de compensación programadas región de control Oriental	
	2016-2025 .....	145
Tabla 5.1.47.	Principales obras de transmisión programadas región de control Baja California	
	2016-2025 .....	147
Tabla 5.1.48.	Principales obras de transformación programadas región de control Baja California	
	2016-2025 .....	147
Tabla 5.1.49.	Principales obras de compensación programadas región de control Baja California	
	2016-2025 .....	148
Tabla 5.1.50.	Principales obras de transmisión programadas región de control Baja California Sur	
	2016-2025 .....	149
Tabla 5.1.51.	Principales obras de transformación programadas región de control Baja California Sur 2016-2025 .....	149
Tabla 5.1.52.	Principales obras de compensación programadas región de control Baja California Sur 2016-2025 .....	150
Tabla 5.1.53.	Principales obras de transmisión programadas región de control Mulegé	
	2016-2025 .....	151
Tabla 5.1.54.	Principales obras de transformación programadas región de control Mulegé	
	2016-2025 .....	151
Tabla 5.1.55.	Principales obras de transmisión programadas región de control Noroeste	
	2016-2025 .....	152
Tabla 5.1.56.	Principales obras de transformación programadas región de control Noroeste	
	2016-2025 .....	153
Tabla 5.1.57.	Principales obras de compensación programadas región de control Noroeste	
	2016-2025 .....	153
Tabla 5.3.1.	Obras de transmisión, Baja California Sur-SIN.....	157
Tabla 5.3.2.	Obras de transformación, Baja California Sur-SIN .....	157

Tabla 5.3.3.	Obras de compensación, Baja California Sur-SIN.....	157
Tabla 5.3.4.	Beneficio-costo preliminar, Baja California Sur-SIN.....	157
Tabla 5.3.5.	Obras de transmisión y transformación, Dos Bocas Banco 7.....	159
Tabla 5.3.6.	Beneficio-costo preliminar, Dos Bocas Banco 7.....	159
Tabla 5.3.7.	Beneficio-costo preliminar, banco de baterías Baja California Sur.....	161
Tabla 5.6.1.	Metas físicas de modernización de líneas de transmisión de la Subdirección de Transmisión.....	163
Tabla 6.1.1.	Metas físicas 2016-2020.....	167
Tabla 6.1.2.	Alcances de proyecto o instalación de acometidas y adquisición de nuevos medidores 2016-2020.....	167
Tabla 6.1.4.	Acciones para la reducción de pérdidas técnicas en el periodo 2016-2020.....	168
Tabla 6.1.5.	Equipos de medición tipo AMI para la reducción de pérdidas no técnicas 2016-2020.....	168
Tabla 6.1.6.	Acciones para incrementar la confiabilidad de la red 2016-2020.....	169
Tabla 6.1.7.	Programa de modernización de la medición, facturación y cobranza 2016-2020.....	169
Tabla 6.1.8.	Pérdidas de energía de distribución 2002-2015.....	171
Tabla 6.1.9.	Metas físicas para reducción de pérdidas (inversión financiada).....	171
Tabla 6.1.10.	Metas físicas propuestas en el proyecto de reducción de pérdidas 2017-2018.....	172
Tabla 6.3.1.	Sistemas para implementar las redes eléctricas inteligentes 2016-2020.....	176
Tabla 6.3.2.	Inversión de proyectos AMI mediante OPF-Pidiregas.....	177
Tabla 6.3.3.	Inversión de proyectos AMI mediante recursos presupuestales.....	177
Tabla 6.3.4.	Inversión y meta física para control supervisorio SCADA.....	177
Tabla 6.3.5.	Inversión y meta física EPROSEC 2016-2020.....	177

## ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

Tabla 1.1.1.	Alineación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).....	181
Tabla 1.3.1.	Producto Interno Bruto de la industria eléctrica 2005-2015.....	183
Tabla 1.3.2.	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.....	184
Tabla 1.3.3.	Gasto corriente trimestral en electricidad según deciles de hogares de acuerdo con su ingreso corriente total trimestral.....	184
Tabla 1.3.4.	México en el Índice de Competitividad Global y en el reporte de Doing Business.....	185
Tabla 1.3.5.	Competitividad global en materia de electricidad.....	185

Tabla 1.4.1.	Marco regulatorio de la Reforma Energética .....	186
Tabla 2.1.3.	Capacidad por entidad federativa.....	198
Tabla 2.2.3.	Generación por entidad federativa.....	199
Tabla 2.3.1.	Centrales de generación de ciclo combinado 2015.....	200
Tabla 2.3.2.	Centrales de generación termoeléctrica convencional 2015.....	203
Tabla 2.3.3.a.	Centrales de generación carboeléctricas 2015.....	206
Tabla 2.3.3.b.	Centrales de generación con tecnología de lecho fluidizado 2015.....	206
Tabla 2.3.4.	Centrales de generación con turbogás 2015.....	207
Tabla 2.3.5.	Centrales de generación de combustión interna 2015 .....	212
Tabla 2.3.6.	Centrales de generación hidroeléctrica 2015 .....	221
Tabla 2.3.7.	Centrales de generación nucleoelectrica 2015 .....	223
Tabla 2.3.8.	Centrales de generación eólica 2015.....	224
Tabla 2.3.9.	Centrales de generación geotermoeléctrica 2015 .....	226
Tabla 2.3.10.	Centrales de generación solar 2015.....	227
Tabla 2.3.11.	Centrales de generación con bioenergía 2015.....	228
Tabla 2.3.12.	Centrales de generación de cogeneración eficiente 2015.....	231
Tabla 2.4.1.	Permisos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	232
Tabla 2.6.1.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2015.....	234
Tabla 3.2.1.	Consumo de energía.....	238
Tabla 3.2.2.	Usos propios.....	239
Tabla 3.2.3.	Consumo final .....	240
Tabla 3.2.4.	Demanda máxima bruta.....	240
Tabla 3.2.5.	Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto .....	241
Tabla 3.2.6.	Pérdidas de electricidad.....	241
Tabla 3.2.7.	Población.....	242
Tabla 3.2.8.	Precio promedio de electricidad.....	242
Tabla 3.2.9.	Usuarios del servicio de electricidad.....	243
Tabla 3.3.1.	Pronóstico de consumo por región de control (escenario de planeación) .....	243
Tabla 3.3.2.	Pronóstico de consumo por región de control (escenario bajo).....	244
Tabla 3.3.3.	Pronóstico de consumo por región de control (escenario alto).....	245
Tabla 3.3.4.	Pronóstico de consumo del SEN por escenarios.....	245
Tabla 3.3.5.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario de planeación).....	246
Tabla 3.3.6.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario bajo).....	246

Tabla 3.3.7.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario alto).....	247
Tabla 3.3.8.	Pronóstico de la demanda máxima integrada del SIN por escenarios.....	247
Tabla 3.3.9.	Demandas integradas e instantáneas de los escenarios de estudio 2016-2030.....	248
Tabla 4.1.3.	Gasoductos concluidos.....	252
Tabla 4.1.4.	Gasoductos en construcción.....	252
Tabla 4.1.5.	Gasoductos en fase de permisos.....	253
Tabla 4.1.6.	Gasoductos en proceso de licitación.....	253
Tabla 4.1.7.	Gasoductos en proyectos.....	254
Tabla 4.2.1.	Capacidad disponible.....	256
Tabla 4.2.2.	Eficiencia térmica.....	256
Tabla 4.2.3.	Tasas de indisponibilidad.....	257
Tabla 4.2.4.	Régimen térmico.....	257
Tabla 4.2.5.	Usos propios.....	257
Tabla 4.2.6.	Vida útil.....	258
Tabla 4.2.7.	Factor de valor presente al inicio de operación.....	260
Tabla 4.2.8.	Costos fijos de operación y mantenimiento.....	260
Tabla 4.2.9.	Costos variables de operación y mantenimiento.....	260
Tabla 4.2.10.	Costo unitario de inversión.....	261
Tabla 4.2.11.	Capacidad actual y futura de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2015-2021.....	261
Tabla 4.2.12.	Costo de construcción por nivel de tensión, circuito y conductor por fase.....	263
Tabla 4.2.13.	Factor de participación por región de transmisión.....	265
Tabla 4.2.14.	Flujo máximo por nivel de tensión, circuito y conductor por fase.....	268
Tabla 4.2.15.	Parámetros de resistencia.....	269
Tabla 4.2.16.	Potencial de Energías Limpias.....	270
Tabla 4.4.1.b.	Capacidad adicional por escenarios de largo plazo.....	274
Tabla 4.4.2.	Capacidad adicional por situación del proyecto y tecnología 2016-2030.....	275
Tabla 4.4.3.	Capacidad adicional por situación del proyecto y modalidad 2016-2030.....	275
Tabla 4.4.4.	Capacidad adicional por modalidad y tecnología 2016-2030.....	276
Tabla 4.4.5.	Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2016-2030.....	277
Tabla 4.4.6.	Evolución de las adiciones de capacidad por modalidad 2016-2030.....	277
Tabla 4.4.7.	Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa 2016-2030.....	284
Tabla 4.4.8.	Evolución de las adiciones de capacidad por región de control 2016-2030.....	285
Tabla 4.5.1.	Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2016-2030.....	285
Tabla 4.5.2.	Evolución de la generación bruta de energía eléctrica 2016-2030.....	286

Tabla 4.6.1.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030 .....	287
Tabla 4.6.2.	Costos del SEN por escenarios.....	287
Tabla 5.1.25.	Metas físicas de obras de transmisión 2016-2030.....	288
Tabla 5.1.26.	Metas físicas de obras de transformación 2016-2030 .....	288
Tabla 5.1.27.	Metas físicas de obras de compensación 2016-2030.....	289
Tabla 5.5.1.	Obras de transmisión del PRODESEN.....	289
Tabla 5.5.2.	Obras de transformación del PRODESEN.....	293
Tabla 5.5.3.	Obras de compensación del PRODESEN.....	296
Tabla 5.6.2.	Programa de Modernización de Enlaces Críticos a cargo de la Subdirección de Transmisión 2016-2018.....	298
Tabla 5.6.3.	Metas físicas de modernización de subestaciones de la Subdirección de Transmisión.....	300
Tabla 6.1.3.	Inversiones de distribución 2010-2015 .....	302
Tabla 6.1.11.	Proyectos prioritarios para las RGD .....	303
Tabla 6.3.6.	Conceptos de inversión Proyectos de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.....	306
Tabla 7.1.1.	Evolución de la inversión estimada por concepto 2016-2030 .....	307
Tabla 7.1.2.	Evolución de la inversión estimada en generación por tecnología 2016-2030.....	307
Tabla 7.1.3.	Evolución de la inversión estimada en generación por modalidad 2016-2030.....	308
Tabla 7.1.4.	Evolución de la inversión estimada en generación por región de control 2016-2030 .....	308
Tabla 7.1.5.	Evolución de la inversión estimada en generación por entidad federativa 2016-2030 .....	309
Tabla 7.2.1.	Evolución de la inversión estimada en ampliación y modernización de transmisión 2016-2030 .....	310
Tabla 7.2.2.	Evolución de la inversión estimada en ampliación de transmisión por componente 2016-2030 .....	310
Tabla 7.3.1.	Evolución de la inversión estimada en distribución 2016-2030.....	311

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.3.1.	Tasa media de crecimiento anual 2005-2015.....	18
Gráfico 1.3.2.	Evolución del crecimiento del PIB total y de la industria eléctrica 2005-2015.....	18
Gráfico 1.3.3.	Participación de la electricidad en el consumo final de energía por sector .....	19
Gráfico 1.3.4.	Distribución del consumo intermedio de la producción interna de energía eléctrica.....	19

Gráfico 1.4.1.	Precios en subastas de energía solar fotovoltaica.....	25
Gráfico 2.1.1.	Capacidad instalada.....	27
Gráfico 2.1.2.	Capacidad instalada por tipo de tecnología 2015.....	27
Gráfico 2.2.1.	Generación bruta de energía eléctrica.....	30
Gráfico 2.2.2.	Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2015.....	30
Gráfico 3.1.1.	Consumo bruto mensual del SEN 2015.....	55
Gráfico 3.1.2.	Curva de demanda horaria del SIN 2015.....	55
Gráfico 3.1.3.	Demanda máxima mensual instantánea e integrada del SIN 2015.....	57
Gráfico 3.3.1.	Curva de demanda horaria (CDH) y de duración de carga (CDC) del SIN 2016 (escenario de planeación).....	63
Gráfico 3.3.2.	Curva de demanda horaria (CDH) y de duración de carga (CDC) del SIN 2021 (escenario de planeación).....	64
Gráfico 3.3.3.	Horas críticas (HC) del SIN 2021.....	65
Gráfico 4.1.2.	Precios de combustibles 2016-2030 (escenario de planeación).....	71
Gráfico 4.1.3.	Precios del crudo 2016-2030 (escenario planeación).....	72
Gráfico 4.1.4.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima del SIN 2016-2030.....	72
Gráfico 4.1.5.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima de Baja California 2016-2030.....	72
Gráfico 4.1.6.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima de Baja California Sur 2016-2030.....	72
Gráfico 4.1.7.	Crecimiento anual esperado del consumo bruto del SEN 2016-2030.....	73
Gráfico 4.4.1.	Participación en la capacidad adicional por tipo de tecnología 2016-2030.....	79
Gráfico 4.4.2.	Capacidad adicional por estatus 2016-2030.....	79
Gráfico 4.4.3.	Capacidad adicional por modalidad 2016-2030.....	80
Gráfico 4.4.4.	Retiro de capacidad 2016-2030.....	97
Gráfico 4.4.5.	Retiro de capacidad por tecnología 2016-2030.....	97
Gráfico 4.5.1.	Capacidad total disponible en 2030.....	104
Gráfico 4.5.2.	Capacidad total disponible por tipo de tecnología en 2021 y 2030.....	104
Gráfico 4.5.3.	Generación total por tipo de tecnología en 2021 y 2030.....	105
Gráfico 4.6.1.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030.....	106
Gráfico 4.7.1.	Curva teórica de costos.....	109
Gráfico 6.1.1.	Evolución y meta de pérdidas de energía en distribución 2002-2018.....	170
Gráfico 6.1.2.	Evolución de las pérdidas de energía 2013-2015.....	170
Gráfico 7.1.1.	Inversión estimada en el sector eléctrico, por actividad 2016-2030.....	179

## ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)

Gráfico 3.3.4.	Horas críticas (HC) de la región de control Central 2021.....	248
Gráfico 3.3.5.	Horas críticas (HC) de la región de control Oriental 2021 .....	249
Gráfico 3.3.6.	Horas críticas (HC) de la región de control Occidental 2021.....	249
Gráfico 3.3.7.	Horas críticas (HC) de la región de control Noroeste 2021.....	249
Gráfico 3.3.8.	Horas críticas (HC) de la región de control Norte 2021.....	250
Gráfico 3.3.9.	Horas críticas (HC) de la región de control Noreste 2021 .....	250
Gráfico 3.3.10.	Horas críticas (HC) de la región de control Peninsular 2021 .....	250
Gráfico 3.3.11.	Horas críticas (HC) de la región de control Baja California 2021.....	251
Gráfico 3.3.12.	Horas críticas (HC) de la región de control La Paz 2021.....	251
Gráfico 3.3.13.	Horas críticas (HC) de la región de control Mulegé 2021.....	251
Gráfico 4.1.1.	Producto Interno Bruto: real y pronosticado 1995-2030 .....	255
Gráfico 4.2.1.	Curva de aprendizaje para geotermia.....	258
Gráfico 4.2.2.	Curva de aprendizaje para solar.....	259
Gráfico 4.2.3.	Curva de aprendizaje para termosolar.....	259
Gráfico 4.2.4.	Trayectoria de las metas de energías limpias 2016-2030.....	270

## ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 2.1.1.	Capacidad instalada por entidad federativa 2015 .....	29
Mapa 2.2.1.	Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa 2015.....	32
Mapa 2.2.2.	Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2015.....	33
Mapa 2.6.1.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2015.....	46
Mapa 2.6.2.	Red troncal de líneas de transmisión (230 y 400kv) por entidad federativa.....	47
Mapa 2.7.1.	Interconexiones transfronterizas.....	50
Mapa 2.8.1.	Divisiones de distribución.....	52
Mapa 3.1.1.	Distribución del consumo por región de control.....	54
Mapa 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control 2015 .....	56
Mapa 3.3.1.	Crecimiento medio anual del consumo por región de control 2016-2030 (escenario de planeación).....	61
Mapa 3.3.2.	Crecimiento medio anual de la demanda máxima integrada por región de control 2016-2030 (escenario de planeación).....	62

Mapa 4.1.1.	Regiones de control del Sistema Eléctrico Nacional.....	69
Mapa 4.1.2.	Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.....	70
Mapa 4.4.1.	Capacidad adicional por entidad federativa.....	80
Mapa 4.4.1.3.	Retiro de capacidad por entidad federativa 2016-2030.....	98
Mapa 4.7.1.	Regiones para la evaluación de la confiabilidad.....	109
Mapa 5.1.1.	Principales obras programadas de transmisión Baja California-SIN.....	114
Mapa 5.1.2.	Principales obras programadas de transmisión Istmo de Tehuantepec-Valle de México (Oaxaca) .....	118
Mapa 5.1.3.	Principales obras programadas de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas.....	121
Mapa 5.1.4.	Principales obras programadas de transmisión y transformación Chichi Suárez Banco 1.....	123
Mapa 5.1.5.	Principales obras programadas de transmisión y transformación Potrerillo Banco 4.....	125
Mapa 5.1.6.	Principales obras programadas de transmisión y transformación Guadalajara Industrial.....	127
Mapa 5.1.7.	Principales obras programadas de transmisión y transformación Zona de la Laguna.....	129
Mapa 5.1.8.	Principales obras programadas de transmisión subestación Lago a la Zona Metropolitana del Valle de México .....	131
Mapa 5.1.9.	Principales obras programadas de transmisión región Central 2016-2025.....	133
Mapa 5.1.10.	Principales obras programadas de transmisión región Occidental 2016-2025.....	136
Mapa 5.1.11.	Principales obras programadas de transmisión región Norte 2016- 2025.....	138
Mapa 5.1.12.	Principales obras programadas de transmisión región Noreste 2016-2025 .....	140
Mapa 5.1.13.	Principales obras programadas de transmisión región Peninsular 2016-2025 .....	143
Mapa 5.1.14.	Principales obras programadas de transmisión región Oriental 2016-2025 .....	146
Mapa 5.1.15.	Principales obras programadas de transmisión región Baja California 2016-2025.....	148
Mapa 5.1.16.	Principales obras programadas de transmisión región Baja California Sur 2016-2025 .....	150
Mapa 5.1.17.	Principales obras programadas de transmisión región Mulegé 2016-2025.....	151
Mapa 5.1.18.	Principales obras programadas de transmisión región Noroeste 2016-2025.....	154
Mapa 5.2.1.	Límites de transmisión 2016-2021 .....	155
Mapa 5.3.1.	Principales obras programadas de transmisión, Baja California Sur-SIN.....	158
Mapa 5.3.2.	Principales obras programadas de transmisión y transformación, Dos Bocas Banco 7.....	160

## ÍNDICE DE MAPAS (ANEXOS)

Mapa 1.4.1.	Esquemas para energías limpias en el mundo.....	196
Mapa 1.4.2.	Resultados de la primera subasta de largo plazo en México.....	197
Mapa 2.3.1.	Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado 2015.....	200
Mapa 2.3.2.	Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales 2015.....	203
Mapa 2.3.3.	Capacidad y generación en centrales carboeléctricas y lecho fluidizado 2015.....	206
Mapa 2.3.4.	Capacidad y generación en centrales turbogás 2015.....	207
Mapa 2.3.5.	Capacidad y generación en centrales de combustión interna 2015.....	212
Mapa 2.3.6.a.	Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas 2015.....	220
Mapa 2.3.6.b.	Cuencas de las regiones hidrológicas administrativas.....	220
Mapa 2.3.7.	Capacidad y generación en centrales nucleoelectricas 2015.....	223
Mapa 2.3.8.	Capacidad y generación en centrales eólicas 2015.....	224
Mapa 2.3.9.a.	Capacidad y generación en centrales geotermoeléctricas 2015.....	225
Mapa 2.3.9.b.	Permisos y concesiones otorgados en geotermia.....	226
Mapa 2.3.10.	Capacidad y generación en centrales solares 2015.....	227
Mapa 2.3.11.	Capacidad y generación en centrales que utilizan bioenergía 2015.....	228
Mapa 2.3.12.	Capacidad y generación en centrales de cogeneración eficiente 2015.....	231
Mapa 4.1.3.	Red Nacional de Gasoductos.....	254
Mapa 4.2.1.	Rehabilitación y modernización de centrales eléctricas-CFE.....	255
Mapa 4.2.2.	Programa de conversión a dual-CFE.....	256
Mapa 4.2.3.	Potencial de recurso geotérmico.....	271
Mapa 4.2.4.	Potencial de recurso eólico.....	271
Mapa 4.2.5.	Potencial de recurso solar.....	272
Mapa 4.2.6.	Potencial energético de residuos forestales.....	272
Mapa 4.2.7.	Potencial energético de residuos pecuarios.....	273
Mapa 4.2.8.	Potencial energético de residuos urbanos.....	273
Mapa 4.2.9.	Potencial energético de residuos industriales.....	274
Mapa 4.4.2.	Capacidad adicional en centrales termoeléctricas convencionales 2016-2030.....	278
Mapa 4.4.3.	Capacidad adicional en centrales de combustión interna 2016-2030.....	278
Mapa 4.4.4.	Capacidad adicional en centrales de turbogás 2016-2030.....	279
Mapa 4.4.5.	Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2016-2030.....	279
Mapa 4.4.6.	Capacidad adicional en centrales carboeléctricas y nucleoelectricas 2016-2030.....	280
Mapa 4.4.7.	Capacidad adicional en centrales eólicas 2016-2030.....	280

Mapa 4.4.8.	Capacidad adicional en centrales solares 2016-2030.....	281
Mapa 4.4.9.	Capacidad adicional en centrales geotermoeléctricas 2016-2030.....	281
Mapa 4.4.10.	Capacidad adicional en centrales hidroeléctricas 2016-2030.....	282
Mapa 4.4.11.	Capacidad adicional en centrales de bioenergía 2016-2030.....	282
Mapa 4.4.12.	Capacidad adicional en centrales de cogeneración eficiente 2016-2030.....	283

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.2.1.	Proceso general para la elaboración del PRODESEN.....	17
Figura 1.4.1.	Separación horizontal y vertical de CFE.....	22
Figura 4.3.1.	Modelo de planeación de la generación.....	78
Figura 4.6.1.	Estructura de costos del SEN.....	106
Figura 6.3.1.	Módulos de una red eléctrica inteligente.....	175

# INTRODUCCIÓN

## 1.1. Marco Regulatorio

En cumplimiento con lo establecido en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el Estado, a través de la Secretaría de Energía (SENER), lleva a cabo las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este sentido, el nuevo régimen jurídico fortalece el proceso de planeación del SEN, el cual se materializa en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

**Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía<sup>1</sup>.**

*Artículo 25. ...“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución.”*

*Artículo 27. ...“Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.”*

**Decreto por el que se expide la Ley de la Industria Eléctrica<sup>2</sup>.**

*Artículo 11. “La Secretaría de Energía está facultada para:... III. Dirigir el proceso de planeación y la*

*elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.”*

Por lo anterior, la SENER emite el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2030 (PRODESEN), instrumento que contiene la planeación del SEN, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución.

El PRODESEN está alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), al Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI), al Programa Especial para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE) y al Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables 2014-2018 (PEAER) (ver Anexo, Tabla 1.1.1.).

## 1.2. Alcance

El PRODESEN contiene la planeación del SEN resultado de la coordinación del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas con los Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

### a. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, el PIIRCE no es un requisito para la instalación o retiro de centrales eléctricas, y no generará el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las centrales eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dicho programa.

### b. Programas de Ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Son el resultado del proceso centralizado de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de

<sup>1</sup> Diario Oficial de la Federación (DOF), 20 de diciembre de 2013.

<sup>2</sup> DOF, 11 de agosto de 2014.

Distribución realizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Incluye los principales proyectos tanto de expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT), así como los proyectos de expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD).

El presente documento da continuidad a la planeación iniciada por la SENER el 30 de junio de 2015, mediante la publicación del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029.

La información contenida en el PRODESEN es resultado de la coordinación entre la SENER, el CENACE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su carácter de distribuidor, otras entidades públicas y diversos integrantes de la industria (ver Figura 1.2.1.)

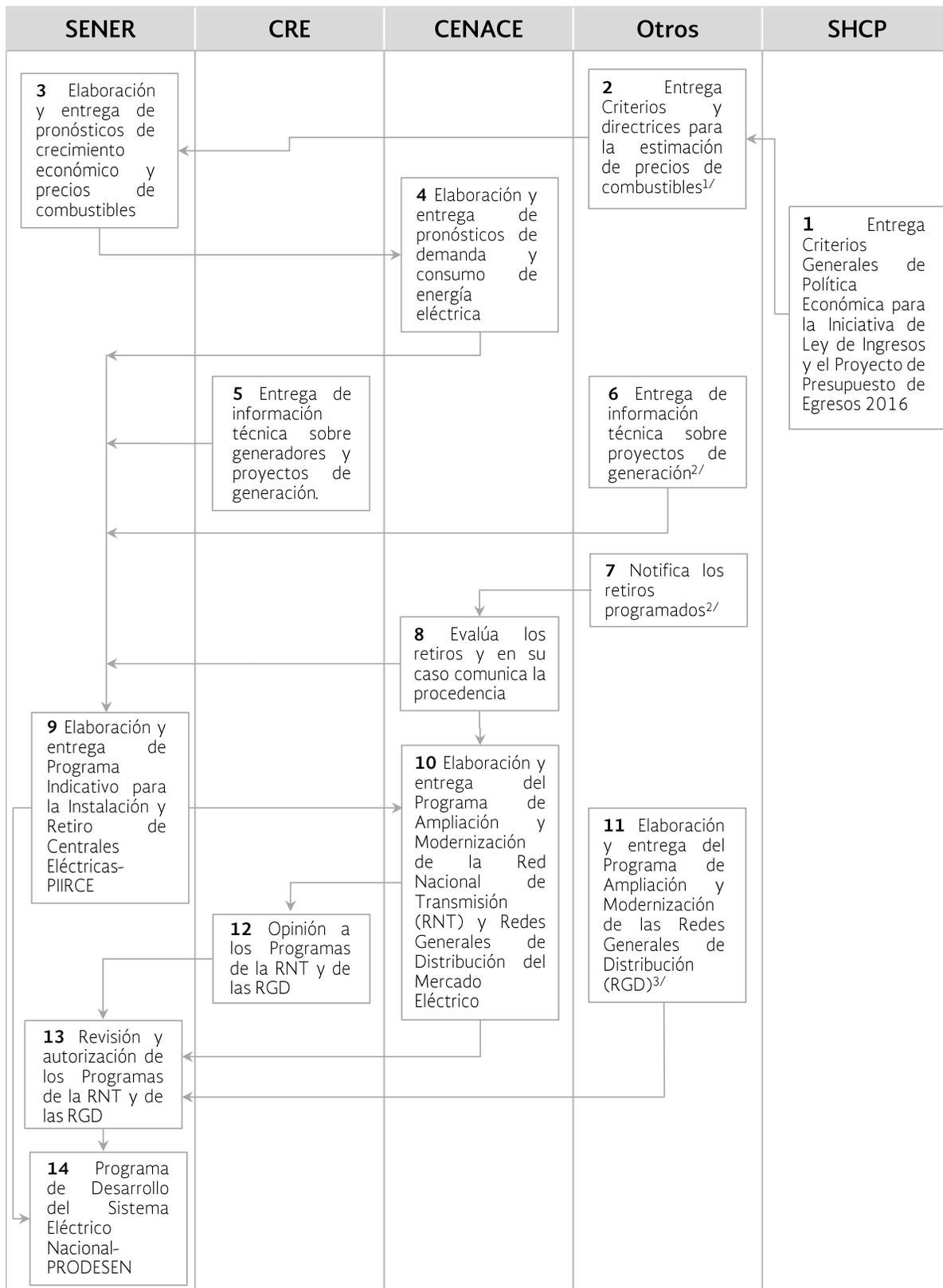
El PRODESEN tiene entre sus principales objetivos:

- Garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

- Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional.
- Promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de Energías Limpias.
- Prever la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del SEN.
- Incentivar una expansión eficiente de la generación, considerando los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red, que minimice los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión.

Por tanto, el PRODESEN incorpora los aspectos relevantes de los programas de ampliación y modernización, y es la base fundamental para definir los proyectos que los Transportistas y los Distribuidores llevarán a cabo previa instrucción de la SENER.

**FIGURA 1.2.1. PROCESO GENERAL PARA LA ELABORACIÓN DEL PRODESEN**



<sup>1/</sup> Consultores. <sup>2/</sup> Generadores. <sup>3/</sup> Distribuidor. Fuente: Elaborado por SENER.

### 1.3. Contribución del Sector Eléctrico

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios en el país. El suministro eficiente de energía eléctrica a un costo accesible, promueve la competitividad y la capacidad de las empresas e industria para colocar más y mejores productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico.

Asimismo, la energía eléctrica es un bien final indispensable para los consumidores. Garantizar el abasto de electricidad de forma continua y segura, permite el acceso a bienes y servicios sociales básicos, como la alimentación, la salud y la educación, con lo cual se eleva el bienestar y la calidad de vida de la población.

La suma de estas condiciones converge en un mayor progreso del país, por lo que el sector eléctrico eficiente es promotor directo del desarrollo económico y social.

La industria eléctrica (la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica<sup>3</sup>) es el único subsector industrial que aumentó su participación en el PIB nacional de forma continua, hasta alcanzar un promedio de 1.8% en la última década (ver Anexo, Tabla 1.3.1.).

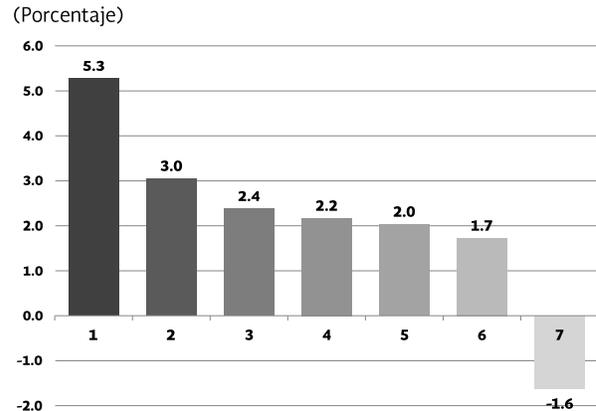
El crecimiento de la industria eléctrica muestra mayor dinamismo comparado con el de otras actividades económicas y con el de la economía en su conjunto. De 2005 a 2015, creció a una tasa promedio anual de 5.3% en comparación con el 2.4% del PIB nacional (ver Gráfico 1.3.1.).

La trayectoria del crecimiento de la industria eléctrica en periodos de expansión, es más pronunciada que la trayectoria del crecimiento nacional, por el contrario, en periodos de recesión su fluctuación es de menor amplitud comparada con la del PIB nacional, dado que se trata de un bien de primera necesidad (ver Gráfico 1.3.2.). Consecuentemente, cuando hay crecimiento

<sup>3</sup> De acuerdo con la clasificación del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIÁN, 2013), el subsector de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica comprende las unidades económicas dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución (suministro) de energía eléctrica de manera integrada, sin importar el tipo de planta en que haya sido generada, así como el suministro de energía eléctrica. También incluye a la generación de energía eléctrica sin realizar suministro.

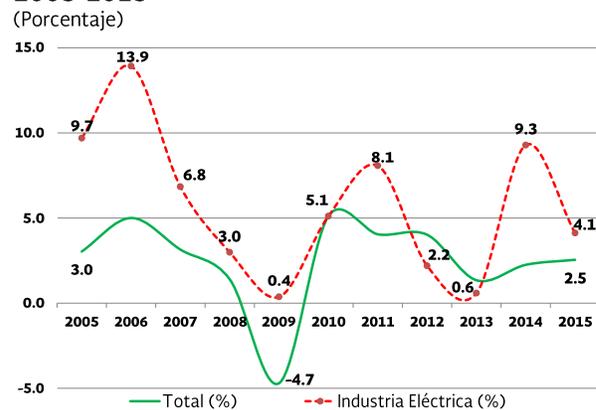
de la economía, la industria eléctrica crece en mayor proporción porque impulsa a los demás sectores productivos del país y satisface las necesidades de un mayor número de usuarios de electricidad; en cambio, cuando la economía entra en fase de recesión, la industria eléctrica crece en menor medida.

**GRÁFICO 1.3.1. TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL 2005-2015**



Nota: 1. Industria Eléctrica; 2. Actividades Terciarias; 3. Nacional; 4. Actividades Primarias; 5. Industria Manufacturera; 6. Construcción; 7. Minería. Fuente: Elaborado por SENER con datos del BIE, INEGI 2015.

**GRÁFICO 1.3.2. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB TOTAL Y DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2005-2015**



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

En la última década, la industria eléctrica ha registrado tasas de crecimiento positivas y superiores al PIB nacional; con excepción del periodo 2012-2013, en el que la industria eléctrica padeció por la desaceleración de la actividad industrial y de la economía nacional, a consecuencia de los efectos negativos de la crisis en los mercados mundiales, que consistió en una fase mundial de lento crecimiento industrial.

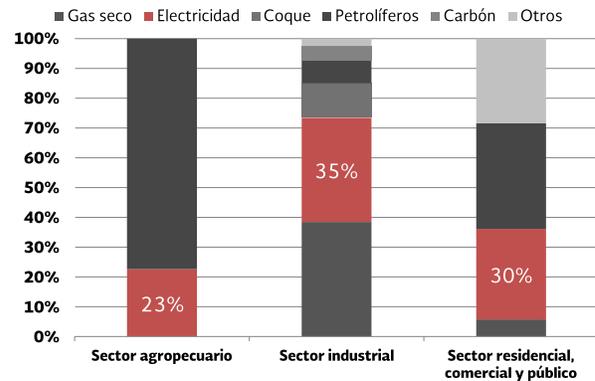
La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 18% del consumo energético nacional. Representa el 23% del consumo de energía final del sector agropecuario, el 35% del consumo de energía de la industria y el 30% del consumo final de energía de los sectores residencial, comercial y público en conjunto (ver Gráfico 1.3.3.).

Para conocer el impacto de la industria eléctrica en la estructura productiva del país<sup>4</sup>, se identificaron los usos de la energía para llevar a cabo los procesos productivos a partir de la Matriz Insumo Producto 2012 dada a conocer por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Del total de la producción de la industria eléctrica, el 58.2% se destina a las actividades terciarias, las actividades secundarias y las actividades primarias consumen 39.7% y 2.1% respectivamente (ver Gráfico 1.3.4.).

A nivel de rama de actividad económica, sobresale el consumo intermedio de energía eléctrica, que forma parte de las industrias de la transformación, debido a la existencia de un importante número de unidades económicas intensivas en consumo de energía eléctrica (ver Anexo, Tabla 1.3.2.).

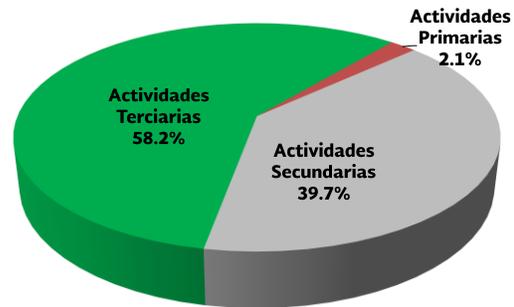
Finalmente, de acuerdo con la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2014 (ENIGH), el total de los hogares en el país destinan 1.5% de su ingreso trimestral al pago de electricidad. Al considerar la distribución del ingreso nacional por hogares, en el decil 1 (de ingreso más bajo) se gasta en promedio 168 pesos por pago en electricidad, el cual representa 2.7% de su ingreso trimestral; en cambio, en el decil 10 (de ingreso más alto) el gasto promedio por pago de electricidad es de 1,504 pesos y representa 1.1% de su ingreso trimestral (ver Anexos, Tabla 1.3.3.).

### GRÁFICO 1.3.3. PARTICIPACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTOR (Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con datos del Sistema de Información Energética (SIE).

### GRÁFICO 1.3.4. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO INTERMEDIO DE LA PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la Matriz Insumo Producto 2012, INEGI.

## Competitividad

El sector energético enfrenta importantes cambios a nivel mundial, la reducción de las fuentes de energías fósiles, una mayor demanda de energía por el crecimiento poblacional, el compromiso del cuidado del medio ambiente y la mitigación de los efectos del cambio climático, son algunos de los factores que determinan la necesidad de que las empresas públicas y privadas que interactúan en los mercados del sector sean competitivas y eficientes.

En el caso específico de la industria eléctrica, las políticas de planeación del SEN, definidas con base en los principios de sustentabilidad y eficiencia, tienen como objetivo principal el incremento de la competitividad del sector.

<sup>4</sup> Bajo el supuesto de que en el corto plazo no se presentan cambios tecnológicos importantes, de acuerdo al Modelo Básico de Insumo-Producto. (SCNM, INEGI 2012).

A nivel mundial, México se posiciona en el lugar 57 de 150 economías, de acuerdo con el Índice de Competitividad Global 2015-2016 del Foro Económico Global (WEF por sus siglas en inglés)<sup>5</sup>. En materia de electricidad, el país se posicionó en el lugar 73 por la calidad de suministro de energía eléctrica, escaló siete posiciones respecto al periodo 2014-2015, y alcanzó una calificación de 4.7 de una máxima de 7, que supera las puntuaciones obtenidas por países como la India, Brasil y Argentina (ver Anexo, Tabla 1.3.4.).

De acuerdo con el reporte Doing Business 2016, publicado por el Banco Mundial<sup>6</sup>, México se encuentra en el sitio 72 de 189 economías, en materia de obtención de electricidad<sup>7</sup>, escalando cuatro posiciones respecto al reporte de 2015. No obstante, el país no ha logrado superar en esta clasificación a países de América Latina como Chile, Colombia o Brasil, este último se encuentra entre los primeros 30 países con mayor competitividad en obtención de electricidad según el reporte del Banco Mundial (ver Anexo, Tabla 1.3.5.).

El Banco Mundial recomienda a los gobiernos del mundo implementar medidas reglamentarias y prácticas que contribuyan en el desarrollo de un mercado eléctrico que permita el suministro fiable de electricidad y la determinación transparente y eficiente de precios de la electricidad, elementos clave para abrir nuevas oportunidades de inversión y promover el crecimiento económico.

## 1.4. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de Electricidad<sup>8</sup>

### Marco Regulatorio de la Reforma Energética

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el DOF, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, lo que se conoce como Reforma Energética, entendida como la transformación estructural y competitiva del sector

<sup>5</sup> The Global Competitiveness Report 2015-2016: <http://reports.weforum.org>.

<sup>6</sup> Doing Business: <http://espanol.doingbusiness.org>.

<sup>7</sup> El indicador de obtención de electricidad del reporte Doing Business mide los procedimientos, tiempo y costos para conectarse a la red eléctrica, la fiabilidad del suministro y transparencia en tarifas.

<sup>8</sup> Ver Anexo, Tabla 1.4.1.

energético de México, a través de la reconfiguración de los organismos clave del sector, la apertura para una mayor participación de la inversión productiva y las mejores prácticas para satisfacer las necesidades de la población.

Por mandato constitucional, se publicaron las Leyes Secundarias, ordenamientos legales que contribuyen a la correcta aplicación de la Reforma Energética. En este sentido, el 11 de agosto de 2014 y el 24 de diciembre de 2015 se publicaron las primeras Leyes Secundarias y la Ley de Transición Energética (LTE), respectivamente; de las cuales destacan:

**Ley de la Industria Eléctrica (LIE).** Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN, y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme al nuevo modelo del sector eléctrico nacional. Asimismo, con la finalidad de promover el desarrollo sustentable de la industria, establece las obligaciones para los integrantes de la industria eléctrica, en materia de servicio público y universal, Energías Limpias, reducción de emisiones contaminantes, transparencia, acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, entre otros.

La LIE formula las nuevas funciones y atribuciones de la SENER y la CRE, organismos claves para el establecimiento y ejecución de la política, así como de la regulación y vigilancia de la industria eléctrica, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Prescribe la creación del CENACE, entidad con autonomía para operar el SEN y el MEM, define a los Participantes del Mercado (PM) y las características mínimas que deban contener las Reglas del Mercado, consistentes en las Bases del Mercado Eléctrico y las disposiciones operativas.

**Ley de la Comisión Federal de Electricidad.** Se define el fin y el objeto de la CFE como Empresa Productiva del Estado, regula su organización y funcionamiento, y establece su régimen especial para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Lo anterior, conforme a lo dispuesto en la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la SENER.

**Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética.** Regula la organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía, además establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector

Energético para fomentar la colaboración entre los reguladores del sector, la Secretaría de Energía, el Centro Nacional de Control del Gas Natural y el Centro Nacional de Control de Energía, para ejecutar, emitir recomendaciones y analizar los aspectos de la política energética establecida por la SENER.

**Ley de Transición Energética (LTE).** Fortalece el marco jurídico para la integración de Energías Limpias en la matriz de generación eléctrica, a través de la promoción del desarrollo de tecnologías limpias, regula el aprovechamiento sustentable de la energía, la reducción de emisiones contaminantes y las obligaciones en materia de Energías Limpias definidas en la LIE<sup>9</sup>.

La LTE instruye a la SENER, la CRE y el CENACE emitir recomendaciones sobre los mecanismos y programas más convenientes para promover la inversión en la generación de electricidad con Energías Limpias. Además, establece las metas de participación mínima de Energías Limpias en la generación eléctrica, de un 25% para 2018, incrementa a 30% para el 2021 y 35% para el 2024. Los integrantes de la industria eléctrica en general, así como Usuarios Calificados, Suministradores y Usuarios del MEM están obligados a contribuir al cumplimiento de estas metas.

Cabe mencionar que en la Ley General de Cambio Climático (LGCC) publicada en el DOF el 6 de junio de 2012, ya se considera la coordinación de la SENER, la CRE y la CFE para alcanzar por lo menos un 35% en la generación eléctrica con fuentes de Energías Limpias para el año 2024.

Asimismo, la LTE define tres instrumentos de planeación de la política nacional de energía en materia de Energías Limpias y Eficiencia Energética: la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios; el Programa Especial de la Transición Energética, y el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

### **Principales regulaciones emitidas**

A poco más de dos años de promulgada la Reforma Constitucional en Materia Energética, se han logrado consolidar algunos de los preceptos en ella contenida.

Se ha avanzado en el proceso de reestructuración de la industria eléctrica mediante el desarrollo de instrumentos de política que marcan el camino a seguir para conseguir un mercado eléctrico

competitivo, eficiente y sustentable. En materia de electricidad, destacan los siguientes:

#### **Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad (TESL de la CFE).**

A partir de la Reforma Energética, la CFE fue designada como empresa productiva del estado que, con base en una estructura empresarial, tendrá la capacidad de generar valor económico y rentabilidad, mediante el desarrollo de actividades económicas, industriales, empresariales y comerciales.

La CFE pasó de ser un organismo centralizado encargado de la administración del sector eléctrico en el país, con exclusividad en el suministro básico de energía eléctrica y sujeto a restricciones presupuestales, a una empresa del Estado que podrá desempeñar las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, la proveeduría de insumos primarios para la Industria Eléctrica, así como las actividades auxiliares y conexas de la misma, de forma independiente entre ellas.

Para tal efecto, la CFE tiene la obligación, según lo prescrito en la Ley de la CFE y la LIE, de llevar a cabo la separación contable, funcional y estructural de sus divisiones, regiones, recursos y activos, con la finalidad de ofrecer mayor transparencia en la información generada por cada actividad y región del país.

De acuerdo con los TESL de la CFE, emitidos por la SENER el 11 de enero de 2016, la separación de la CFE se realizará de manera vertical entre las actividades o líneas de negocio (generación, transmisión y distribución, y comercialización), así como horizontal entre una misma línea de negocio.

En las actividades de generación, la CFE deberá crear al menos 4 subsidiarias generadoras de electricidad a las que se asignarán las centrales eléctricas propiedad de la CFE, una subsidiaria o filial encargada de los Contratos de Interconexión Legados, que se identificará en el MEM como Generadora de Intermediación, y una subsidiaria administradora de PIE (Productores Independientes de Energía).

Las actividades de Transmisión y Distribución se realizarán por empresas subsidiarias separadas verticalmente a los 69 kV (kilovolts). Por lo tanto, las redes que operen con una tensión mayor o igual 69 kV, formarán parte de la Red Nacional de Transmisión y serán propiedad de la subsidiaria de Transmisión, mientras que las redes con tensión menor a 69 kV serán los activos que administre la subsidiaria de

<sup>9</sup> De conformidad con el Título IV, Capítulo III, de la LIE.

Distribución y serán parte de la Red General de Distribución.

En las actividades de Distribución, se crearán, además de la empresa administradora, 16 unidades de negocio para cada una de las divisiones con las que cuenta actualmente la CFE<sup>10</sup>.

El Suministro Básico lo ofrecerá una subsidiaria, mientras que el Suministro Calificado y Proveeduría de Insumos Primarios podrán desempeñarlo empresas filiales verticalmente separadas (ver Figura 1.4.1.).

La restructuración de la CFE permite en materia de generación, el incremento de la capacidad de generación para cubrir la demanda y determinación de precios más competitivos, impulsa el desarrollo de nuevas obras en la RNT y la reducción de pérdidas de energía en las RGD, además promueve la competitividad en el suministro básico de electricidad, favoreciendo con ello a las economías familiares.

Posterior a la publicación de los TESL de la CFE, ésta tiene la obligación de cumplir con las siguientes actividades:

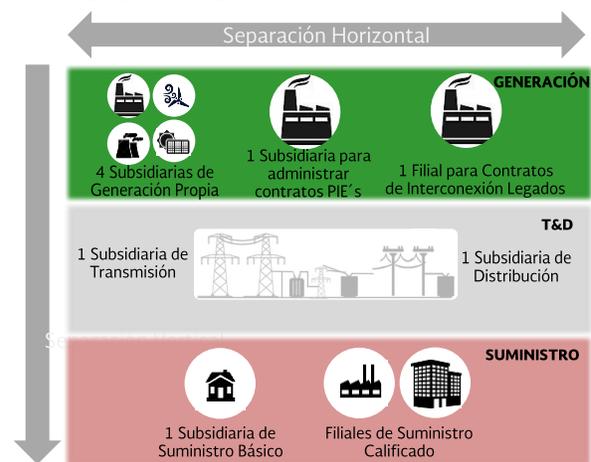
- 1) Creación de Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales (hasta el 31 de marzo de 2016).
- 2) Trámite de permisos y suscripción de contratos para realizar actividades independientes (hasta seis meses después de la entrada en vigor de los TESL de la CFE).
- 3) Operación de filiales y subsidiarias con personal propio y de manera independiente (seis meses después de la entrada en operación del MEM), instalación formal de los Consejos de Administración de cada empresa y redistribución de los activos de transmisión (hasta el 30 de junio de 2016).
- 4) Identificación de contratos y otros trámites realizados con terceros que se encuentren vigentes (12 meses después de la entrada en vigor de los TESL de la CFE).

<sup>10</sup> CFE establece como divisiones de distribución las siguientes: 1) Baja California, 2) Noroeste, 3) Norte, 4) Golfo Norte, 5) Golfo Centro, 6) Bajío, 7) Jalisco, 8) Centro Occidente, 9) Centro Sur, 10) Centro Oriente, 11) Oriente, 12) Sureste, 13) Peninsular, 14) Valle de México Norte, 15) Valle de México Centro, 16) Valle de México Sur.

- 5) Operaciones de empresas subsidiarias y filiales de forma independiente, en lo que a espacio físico y sistemas se refiere (12 meses a partir de la entrada en operación del MEM).
- 6) Asignación de derechos, licencias y demás atribuciones que deba distribuir entre cada empresa (hasta 24 meses después de la entrada en vigor de los TESL de la CFE).
- 7) Distribución de los activos de Transmisión y Distribución (antes del 31 de diciembre de 2017).

Por lo anterior, el 29 de marzo de 2016, la CFE presentó de manera oficial la creación de 9 Empresas Productivas Subsidiarias, de las cuales, 6 son generadoras eléctricas, una de distribución, una más de transmisión y una suministradora de servicios básicos.

**FIGURA 1.4.1. SEPARACIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL DE LA CFE**



Fuente: Elaborado por SENER.

**LINEAMIENTOS que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición.**

Instrumento emitido por la SENER con el objetivo de lograr la correcta implementación del mecanismo de Certificados de Energías Limpias (CEL) que conlleve a la promoción de nuevas inversiones en Energías Limpias y, a través de éstos se transforman las metas nacionales de generación limpia de electricidad en obligaciones individuales, de forma eficaz y al menor costo para el país.

En este sentido, se crean los CEL como instrumentos necesarios para acreditar la producción de electricidad mediante Energías Limpias. Este tipo de instrumentos

serán comercializables a partir de 2018, podrán ser adquiridos mediante acciones de compra-venta en el mercado spot, a través de contratos bilaterales entre particulares y mediante subastas de mediano y largo plazo.

El uso de CEL permitirá la diversificación de la matriz de generación eléctrica, impulsará la competencia en el sector y promoverá la inversión en nuevos proyectos. Los participantes del mercado deberán cumplir con la obligación de adquirir el número de CEL que les permita cubrir el Requisito de CEL, que corresponde a la proporción del total de energía eléctrica consumida durante un año, proveniente de fuentes de Energías Limpias.

La SENER, en cumplimiento con lo establecido en la LIE, determinó que el Requisito de CEL correspondiente a los periodos de obligación 2018 y 2019 serán de 5% y 5.8%, respectivamente.

Los CEL son reconocidos a nivel mundial por su contribución a la estabilidad de precios de la energía y la reducción del impacto ambiental de la actividad de generación eléctrica. Países como Estados Unidos, Italia, Reino Unido, Australia, Chile, India entre otros, han utilizado este instrumento para la promoción de Energías Limpias.

La experiencia de estos países demuestra que los esquemas de certificados, en los que se establecen requisitos mínimos de Energías Limpias a adquirir, con libertad para elegir tecnologías y con base en una amplia definición de Energías Limpias, son los que permiten cumplir los objetivos de la transición energética a un menor costo (ver Anexo, Mapa 1.4.1.).

**Bases del Mercado.** En seguimiento con las actividades de planeación, operación y regulación del SEN y del MEM, se publicaron las Bases del Mercado, así como manuales, criterios y otras disposiciones operativas aplicables al sector eléctrico, que en conjunto integran las Reglas del Mercado Eléctrico.

De conformidad con lo dispuesto en la LIE, el 8 de septiembre de 2015, la SENER publicó las primeras Bases del Mercado Eléctrico, documento que contiene los principios de diseño y operación del MEM. En complemento, publicó los siguientes Manuales del Mercado:

- Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.
- Manual de Garantías de Cumplimiento.

- Manual de Solución de Controversias.
- Manual de Subastas de Largo Plazo.
- Manual de Contratos de Interconexión Legados.

### **Diversos Instrumentos emitidos por la CRE**

Para garantizar el funcionamiento eficiente y transparente del MEM y la efectiva regulación de las actividades de la industria eléctrica, la CRE ha dado a conocer diversos instrumentos, entre ellos:

- *Tarifas de transmisión de energía eléctrica* aplicables durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, con antelación a la entrada en operación del mercado de corto plazo.
- *Tarifas de distribución de energía eléctrica* aplicables durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018.
- Modelos de contratos y convenios:
  - a. Modelo de contrato provisional de interconexión.
  - b. Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes.
  - c. Modelo de contrato de interconexión para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.
  - d. Modelo de contrato de interconexión para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.
  - e. Modelo de contrato de interconexión para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.
- *Requisitos y formatos para otorgar los permisos* de generación eléctrica, participar en el suministro calificado y de último recurso.

- *Términos para el registro de los Usuarios Calificados y Comercializadores No Suministradores.* El registro de Usuarios Calificados ante la CRE se podrá obtener siempre que los solicitantes cumplan con los niveles requeridos de consumo que señala la LIE<sup>11</sup> (3 MW para el primer año de vigencia de la Ley, 2MW para el segundo y 1 MW para el tercer año).
- Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las *condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.*
- *Requisitos y montos mínimos para la celebración de contratos de cobertura eléctrica* que los suministradores deberán cubrir, relativos a la energía eléctrica, potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL).
- *Requisito mínimo que deberán cumplir suministradores y usuarios calificados* aplicables al mercado de potencia.

### **Diversos Instrumentos emitidos por el CENACE**

Para el desarrollo de las actividades de generación y suministro de energía eléctrica dentro del MEM, la interconexión y operación de las redes, el CENACE ha publicado diversos instrumentos, entre ellos:

- *Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores.*
- *Modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado.*
- *Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.*

---

<sup>11</sup> De conformidad con el artículo Décimo Quinto Transitorio de la LIE.

### **Subastas de Largo Plazo**

Las subastas en el mercado eléctrico son esquemas mediante los cuales se busca adquirir productos del mercado a precios competitivos y evita que la fluctuación de los precios afecte a los consumidores de electricidad.

A nivel internacional, las subastas son una herramienta de política de gran éxito, en 2013 había 44 países que utilizaban el esquema de subastas para la adquisición de energía renovable, como Argentina, Australia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Francia, Reino Unido, Rusia y Sudáfrica.

El éxito de las subastas radica en la posibilidad de reducir los costos de tecnologías de energías renovables o limpias, lo que incentiva al desarrollo de nuevos proyectos de generación; además, permiten cubrir los requerimientos específicos por un periodo determinado, aprovechando las ventajas competitivas de las tecnologías de generación y la ubicación de los recursos disponibles a precios económicos.

En el Mercado Eléctrico Mayorista de México, estas subastas tienen la finalidad de permitir a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar contratos de cobertura eléctrica de largo plazo, en forma competitiva y en condiciones de prudencia, para satisfacer las necesidades de Energía Eléctrica (MWh), Potencia (MW) y de CEL, conforme a los requisitos que para ello establece la CRE.

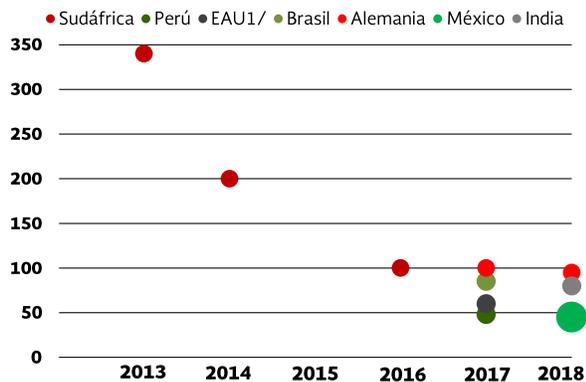
El CENACE es el encargado de convocar a una subasta cada año, y podrá convocar a subastas adicionales cuando así lo solicite el Suministrador de Servicios Básicos o la SENER. Es por ello que, el 19 de noviembre de 2015, el CENACE presentó la Convocatoria para participar en la Primera Subasta de Largo Plazo SLP-01/2015, con el propósito de que, la CFE, en calidad de Suministrador de Servicios Básicos, celebre contratos de cobertura eléctrica con particulares.

Los contratos adjudicados mediante esta modalidad tendrán una duración de 15 años para Potencia y Energía Eléctrica, y 20 años para CEL.

La CFE presentó la oferta para comprar 500 MW de Potencia con un precio máximo de 10,000 pesos por MW-año, 6.3 millones de MWh de Energía Eléctrica con un precio máximo de 884 pesos por MWh, y 6.3 millones de CEL con un precio máximo de 444 pesos por CEL.

El 30 de marzo de 2016 concluyó la subasta con resultados fructíferos para la empresa y para la industria en general, debido a que se logró asignar el 84.9% de la energía solicitada y el 84.6% de CEL solicitados, a precios competitivos. El precio promedio alcanzado en la subasta fue de 47.48 dólares por paquete (Energía Eléctrica+CEL) inferior a los precios máximos establecidos por la CFE (ver Gráfico 1.4.1.).

**GRÁFICO 1.4.1. PRECIOS EN SUBASTAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**  
(USD\$/MWh)



<sup>1/</sup> Emiratos Árabes Unidos. Fuente: Elaborado por SENER con datos de The Economist 2016.

En la subasta se recibieron 468 ofertas técnicas en la etapa de precalificación, presentadas por 103 licitantes. Durante el proceso de evaluación, disminuyeron a 227 ofertas económicas de 69 participantes, de las cuales 18 ofertas correspondientes a 11 empresas fueron las ganadoras.

Las empresas ganadoras son de México, España, Italia, Francia, Canadá, Estados Unidos de América y China con proyectos que se ubicarán en los estados de Yucatán, Coahuila, Guanajuato, Tamaulipas, Jalisco, Aguascalientes y Baja California Sur. El 74.3% de la energía generada por los proyectos ganadores corresponde a energía solar fotovoltaica, y el resto a energía eólica (ver Anexo, Mapa 1.4.2.).

Los contratos adjudicados mediante la subasta se celebrarán el 12 de julio de 2016 y la fecha de operación comercial estándar será el 28 de marzo de 2018.

### Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

El MEM consta de un mercado de corto plazo, un mercado de Potencia, el mercado de Certificados de Energías Limpias y esquema de subastas para

Derechos Financieros de Transmisión y las subastas de mediano y largo plazo.

Con el objetivo de asegurar el inicio oportuno de operación del MEM y que su diseño incluya todos los aspectos necesarios para maximizar la eficiencia, los componentes del MEM se pondrán en acción en diferentes momentos, y su implementación implica más de una etapa.

Según lo estipulado en las Bases del Mercado Eléctrico<sup>12</sup>, el mercado de corto plazo es el vehículo mediante el cual se lleva a cabo la compra-venta de energía y servicios conexos, éste se implementará en dos etapas, en la primera se incluirá al Mercado del Día en Adelanto (MDA) y al Mercado de Tiempo Real (MTR) y en la segunda se adicionará el Mercado de Una Hora en Adelanto.

El mercado de corto plazo inició operaciones el 27 de enero de 2016 (26 de enero en el MDA) en el Sistema Interconectado de Baja California, el 29 de enero en el Sistema Interconectado Nacional (28 de enero en el MDA) y el 23 de marzo (22 de marzo en el MDA) del mismo año, en el Sistema Interconectado de Baja California Sur.

Se espera que la segunda etapa de operación del Mercado de Corto Plazo se inicie en el periodo 2017-2018. Por otra parte, se tiene programado el inicio de operaciones del mercado de Potencia para febrero de 2017, con pruebas de mercado en 2016 (primera subasta de mediano plazo de potencia).

Los mercados de potencia, CEL, así como las subastas de mediano y largo plazo, se implementarán en una sola etapa en fechas distintas; mientras que las subastas de derechos financieros de transmisión se introducirán al MEM en dos etapas.

La primera etapa del mercado de Derechos Financieros de Transmisión, se inaugurará con la primera subasta programada para noviembre de 2016, y se implemente en su totalidad para el 2017.

### Agencia Internacional de Energía (IEA)

El impacto de la Reforma Energética fuera de los límites nacionales no se ha hecho esperar, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), organismo líder a nivel mundial en el desarrollo sustentable de la energía, considera a la Reforma

<sup>12</sup> De conformidad con la base 9 de las Bases del Mercado Eléctrico.

Energética en México como uno de proyectos nacionales de mayor alcance a nivel mundial.

La Reforma Energética en el país ha permitido posicionar a México en la vanguardia internacional debido a que retoma los tópicos de mayor importancia a nivel mundial, como son: cambio climático, Energías Limpias, eficiencia energética, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y competitividad en los mercados.

En este sentido, el 16 de noviembre de 2015, el Secretario de Energía de México, Pedro Joaquín Coldwell solicitó de manera formal el ingreso de México como miembro de la IEA.

Actualmente, México se encuentra en condiciones para poder formar parte de la IEA, es la segunda economía más grande de América Latina y el tercer mayor productor de petróleo de los países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), cuenta con los instrumentos de planeación y metas específicas para incrementar la participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica y ha establecido en la Ley de Hidrocarburos y la LIE, medidas que permitan responder fácilmente a problemas con el suministro de energéticos<sup>13</sup>.

Si bien, México ya participa en el Programa de Colaboración Tecnológica de la IEA, ser parte de este organismo internacional abre una ventana para desarrollar esquemas de cooperación mundial que garanticen la seguridad energética y a su vez promuevan el desarrollo económico y la sostenibilidad ambiental en el mundo.

La IEA ha empezado a trabajar directamente con el gobierno mexicano para guiar y evaluar los requisitos a cumplir para ser parte de ésta. El proceso de adhesión de México, incluye entre otras actividades, una visita inicial de un equipo de la IEA, la revisión de la política energética en el país y la congruencia con el marco jurídico nacional, así como la realización de un diagnóstico de los mecanismos de respuesta que aplicará México ante emergencias.

Actualmente México se encuentra en espera de la aprobación de la solicitud para ser miembro de la IEA y así tener una mayor participación en los procesos y acciones de orden mundial en pro de la sustentabilidad.

---

<sup>13</sup> La Ley de Hidrocarburos y la Ley la Industria Eléctrica asignan atribuciones a la SENER y la CRE para dictar planes de emergencia que garanticen la continuidad de las actividades en sistemas integrados de almacenamiento y transporte de hidrocarburos en el caso de la primera, así como la emisión de protocolos para gestionar la contratación de potencia en caso de emergencia, para la segunda.

# INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

## 2.1. Capacidad instalada

En 2015, la capacidad instalada del SEN fue de 68,044 MW<sup>14</sup>, 71.7% corresponde a centrales eléctricas convencionales y 28.3% a centrales eléctricas con tecnologías limpias<sup>15</sup>. La capacidad instalada se incrementó 4% respecto a la capacidad registrada al cierre de 2014 (ver Gráficos 2.1.1. y 2.1.2.).

Las tecnologías limpias registraron un crecimiento anual de 6.9% al cierre de 2015, como resultado de la instalación de nuevas centrales eólicas y geotérmicas, cuya expansión, en comparación con el año previo, fue de 37.7% y 13.8%, respectivamente.

En contraste, la capacidad instalada de las tecnologías convencionales registró un crecimiento anual menor al 3%, el cual se explica por la expansión de la capacidad de las centrales de ciclo combinado y termoeléctrica convencional, cuyas tasas de crecimiento anual fueron de 2.5% y 0.4%, respectivamente (ver Tabla 2.1.1.).

### Capacidad instalada por modalidad

En términos de las modalidades de generación vigentes, el 61.6% de la capacidad instalada corresponde a centrales eléctricas propiedad de CFE, 19.0% a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE's) y el 19.4% restante a capacidad instalada que los particulares aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador<sup>16</sup>, así como la capacidad de las centrales eléctricas para generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO<sup>17</sup> (ver Tabla 2.1.2.).

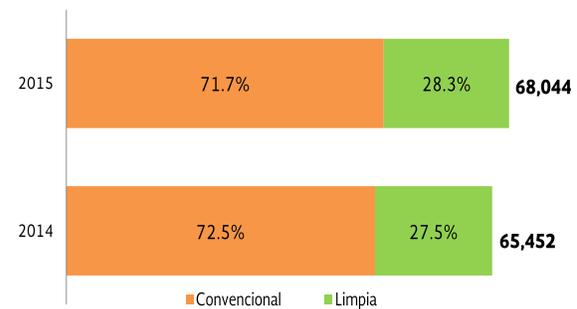
<sup>14</sup> 62,509 MW de capacidad en contrato de interconexión con el CENACE.

<sup>15</sup> De acuerdo con la definición de Energías Limpias contenida en la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (DOF 11/08/14).

<sup>16</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

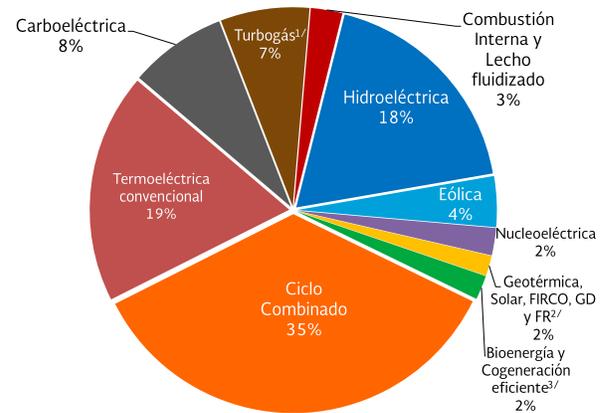
<sup>17</sup> El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) opera programas dirigidos para el desarrollo integral del sector rural, mediante la producción de energía eléctrica

GRÁFICO 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA (Megawatt)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Información preliminar al cierre de 2015.

GRÁFICO 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2015 (Porcentaje)



<sup>1/</sup> Incluye plantas móviles. <sup>2/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) y Frenos Regenerativos (FR). <sup>3/</sup> Once permisos acreditados por la CRE como Cogeneración Eficiente. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

sustentable y la implementación de medidas de eficiencia energética en las unidades productivas.

### Capacidad instalada por región de control y entidad federativa

Del total de la capacidad disponible en México, el 65.8% se concentra en las regiones de control Oriental, Occidental y Noreste, el 26.7% en las regiones de control Central, Noroeste, Norte y Peninsular y el 7.5% en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. Adicionalmente, existen 285.8 MW de capacidad asociada a las unidades móviles de combustión interna y turbogás de la CFE que no tienen ubicación permanente (ver Anexo, Tabla 2.1.3.).

Las entidades federativas con mayor capacidad instalada son: Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Guerrero y Baja California, las cuales concentran el 40% del total. En cambio, Aguascalientes, Morelos, Zacatecas, Tlaxcala y Quintana Roo sólo representan el 0.8% de la capacidad total (ver Mapa 2.1.1.).

**TABLA 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA**  
 (Megawatt)

Tecnología	Capacidad 2014	Capacidad 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
<b>Convencional</b>	<b>47,438</b>	<b>48,778</b>	<b>2.8</b>
Ciclo combinado	23,456	24,043	2.5
Termoeléctrica convencional	12,657	12,711	0.4
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0
Turbogás <sup>2/</sup>	4,214	4,904	16.4
Combustión Interna	1,152	1,163	1.0
Lecho fluidizado	580	580	0.0
<b>Limpia</b>	<b>18,014</b>	<b>19,266</b>	<b>6.9</b>
<i>Renovable</i>	15,364	16,406	6.8
Hidroeléctrica	12,458	12,489	0.2
Eólica	2,036	2,805	37.7
Geotérmica	813	926	13.8
Solar	56	56	0.7
FIRCO y GD <sup>3/</sup>	0.3	131	42,754.4
<i>Otras</i>	2,650	2,859	7.9
Nucleoeléctrica	1,400	1,510	7.9
Bioenergía <sup>4/</sup>	685	760	11.0
Cogeneración eficiente	559	583	4.4
Frenos regenerativos	7	7	0.0
<b>Total <sup>5/</sup></b>	<b>65,452</b>	<b>68,044</b>	<b>4.0</b>

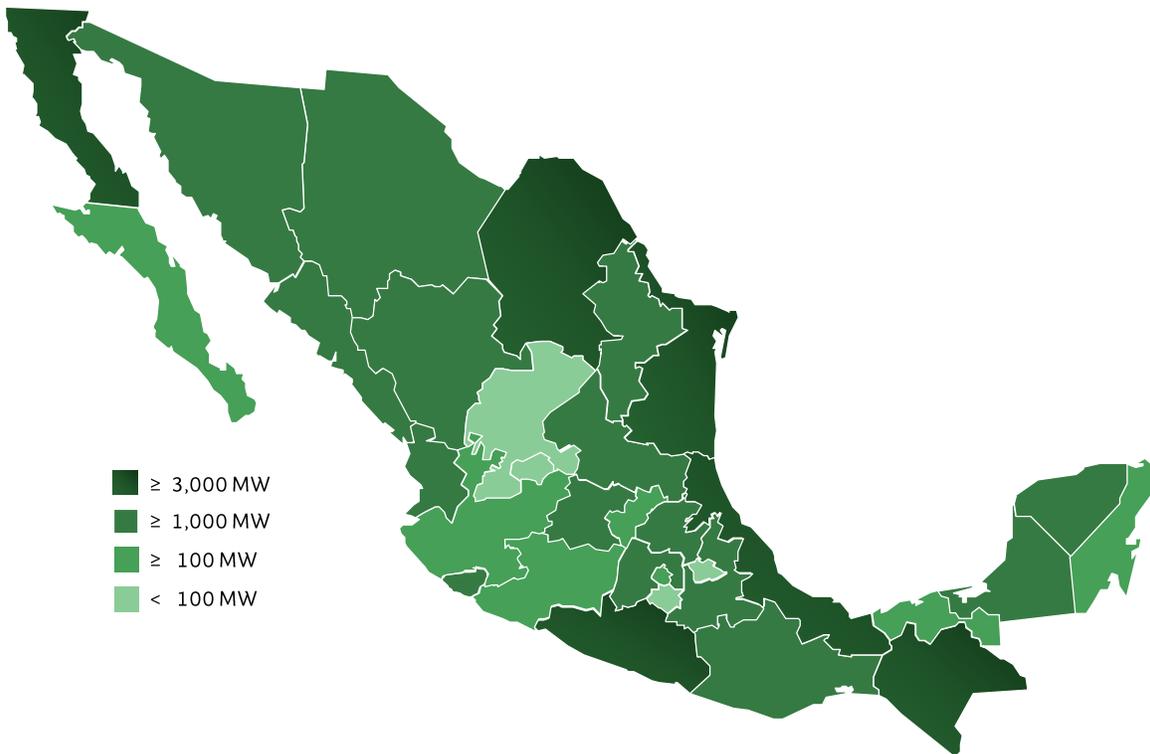
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye plantas móviles. <sup>3/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). <sup>4/</sup> Incluye uso de bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y clasificación de la CRE. <sup>5/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**TABLA 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD 2015**  
(Megawatt)

Modalidad	Capacidad Total	Capacidad en contrato de interconexión <sup>1/</sup>	Participación (%)
<b>Modalidades conforme a la LSPEE<sup>2/</sup></b>			
CFE	395	395	0.9
Producción independiente	12,953	13,221	19.0
Autoabastecimiento	7,129	4,785	10.5
Pequeña Producción	65	64	0.1
Cogeneración	3,648	1,945	5.4
Exportación	1,406	219	2.1
Usos Propios Continuos	497	110	0.7
<b>Modalidades conforme a la LIE<sup>3/</sup></b>			
CFE - Generador	41,504	41,504	60.7
Generador <sup>4/</sup>	315	266	0.5
<b>Otros</b>			
FIRCO y GD <sup>5/</sup>	131		0.2
<b>Total<sup>6/</sup></b>	<b>68,044</b>	<b>62,509</b>	<b>100</b>

<sup>1/</sup> Capacidad en contrato de interconexión con el CENACE. <sup>2/</sup> Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. <sup>3/</sup> Ley de la Industria Eléctrica. <sup>4/</sup> Incluye centrales en operación con permiso otorgado en 2016 y en trámite. <sup>5/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). <sup>6/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE, CENACE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**MAPA 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2015**



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

## 2.2. Generación de energía eléctrica

En 2015, se generaron 309,553 GWh de energía eléctrica, 2.7% más que en 2014. El 79.7% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales y el 20.3% restante de tecnologías limpias (ver Gráfico 2.2.1.).

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias registró una reducción de 3.7%. Lo anterior se debió principalmente a una disminución en la generación hidroeléctrica, 20.6% por debajo de 2014, resultado de menores niveles de precipitación en los estados de Chiapas y Guerrero, los cuales aportan el 51% del total de la generación hidroeléctrica nacional<sup>18</sup>. Cabe señalar que la generación hidroeléctrica participa con cerca del 50% de la generación limpia. En cambio, la generación eléctrica de las centrales eólicas, cogeneración eficiente y nucleoelectricas, incrementaron su producción anual en 36.1%, 31.2% y 19.6%, respectivamente.

La generación eléctrica proveniente de las tecnologías convencionales incrementó en 4.4% en relación con 2014, resultado de un aumento de 3.8% en la energía producida en centrales de ciclo combinado y de 5.4% en termoeléctricas convencionales (ver Tabla 2.2.1. y Gráfico 2.2.2.).

### Generación de energía eléctrica por modalidad

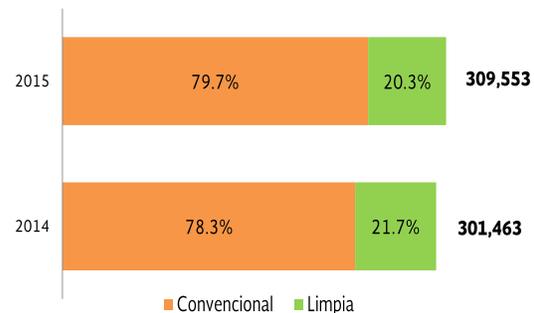
Las centrales eléctricas de CFE generaron el 55.2% de la energía eléctrica en 2015, los PIE's<sup>19</sup> aportaron el 28.8%, y el 16.0% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador<sup>20</sup>, así como por generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO (ver Tabla 2.2.2.).

<sup>18</sup> La precipitación en 2015 en los estados de Chiapas y Guerrero disminuyó en 15% y 18% respectivamente, según datos de Precipitación a Nivel Nacional y por Entidad Federativa del Servicio Meteorológico Nacional.

<sup>19</sup> La generación de energía eléctrica de los PIE's se destina para la venta a la CFE, por lo que excluye usos propios.

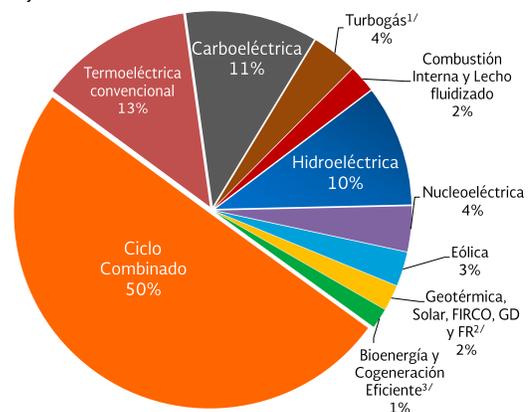
<sup>20</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

GRÁFICO 2.2.1. GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Información preliminar al cierre de 2015.

GRÁFICO 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2015 (Porcentaje)



<sup>1/</sup> Incluye plantas móviles. <sup>2/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) y Frenos Regenerativos (FR). <sup>3/</sup> Once permisos acreditados por la CRE como cogeneración eficiente. Información preliminar al cierre de 2015. El total puede no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

### Generación de energía eléctrica por región de control y entidad federativa

En el 2015, la generación eléctrica se concentró en las regiones de control Noreste, Oriental y Occidental, que en conjunto aportaron el 67.6% del total de energía eléctrica, el 25.1% se registró en las regiones de control Norte, Central, Noroeste y Peninsular, y el 7.3% restante se produjo en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Los estados con mayor producción de energía eléctrica fueron Tamaulipas, Veracruz, Coahuila, Guerrero y Baja California, que en conjunto aportaron el 43.4% de la generación eléctrica en el país. En

contraste, Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las entidades con menor generación de electricidad, con una aportación del 0.3% del total de generación del SEN (ver Mapa 2.2.1.; Anexo, Tabla 2.2.3.).

analizar el balance de energía eléctrica al cierre del año, se observa que en la región centro del país la demanda de electricidad es superior a la energía producida en esa misma zona (ver Mapa 2.2.2.).

Si se considera la generación y el total de ventas de electricidad por entidad federativa en 2015, a fin de

**TABLA 2.2.1. GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

(Gigawatt-hora)

Tecnología	Generación 2014	Generación 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
<b>Convencional</b>	<b>236,103</b>	<b>246,601</b>	<b>4.4</b>
Ciclo combinado	149,490	155,185	3.8
Termoeléctrica convencional	37,219	39,232	5.4
Carboeléctrica	33,613	33,599	0.0
Turbogás <sup>2/</sup>	9,126	11,648	27.6
Combustión Interna	2,308	2,651	14.8
Lecho fluidizado	4,347	4,286	-1.4
<b>Limpia</b>	<b>65,360</b>	<b>62,952</b>	<b>-3.7</b>
<i>Renovable</i>	51,404	46,207	-10.1
Hidroeléctrica	38,893	30,892	-20.6
Eólica	6,426	8,745	36.1
Geotérmica	6,000	6,331	5.5
Solar	85	78	-7.7
FIRCO y GD <sup>3/</sup>	0.4	161	36,196.0
<i>Otras</i>	13,956	16,745	20.0
Nucleoeléctrica	9,677	11,577	19.6
Bioenergía <sup>4/</sup>	1,387	1,369	-1.3
Cogeneración eficiente	2,892	3,795	31.2
Frenos regenerativos	0	4	100.0
<b>Total <sup>5/</sup></b>	<b>301,463</b>	<b>309,553</b>	<b>2.7</b>

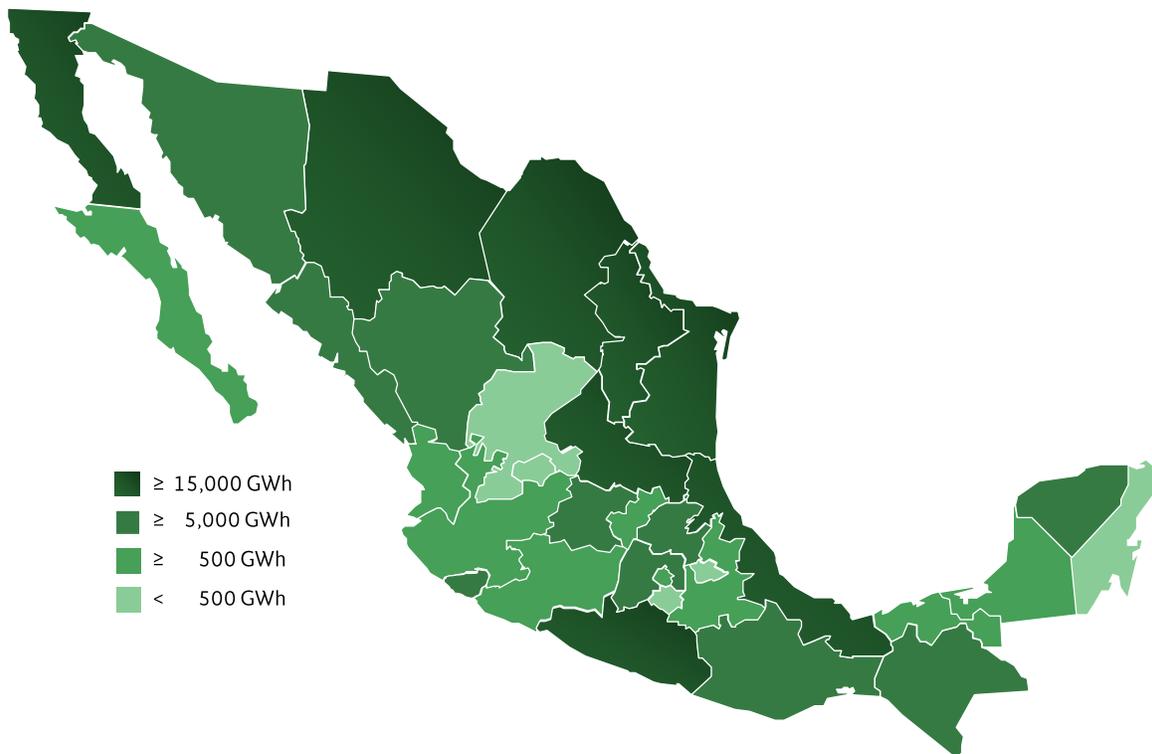
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye plantas móviles. <sup>3/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). <sup>4/</sup> Incluye uso de bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y clasificación de la CRE. <sup>5/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**TABLA 2.2.2. GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MODALIDAD 2015**  
(Gigawatt-hora)

Modalidad	Generación Total <sup>1/</sup>	Participación (%)
<b>Modalidades conforme a la LSPEE<sup>2/</sup></b>		
CFE	316	0.1
Producción independiente	89,157	28.8
Autoabastecimiento	23,983	7.7
Pequeña Producción	153	0.0
Cogeneración	15,920	5.1
Exportación	7,157	2.3
Usos Propios Continuos	1,036	0.3
<b>Modalidades conforme a la LIE<sup>3/</sup></b>		
CFE - Generador	170,662	55.1
Generador <sup>4/</sup>	1,006	0.3
<b>Otros</b>		
FIRCO y GD <sup>5/</sup>	161	0.1
<b>Total <sup>6/</sup></b>	<b>309,553</b>	<b>100</b>

<sup>1/</sup> Capacidad en contrato de interconexión con el CENACE. <sup>2/</sup> Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. <sup>3/</sup> Ley de la Industria Eléctrica. <sup>4/</sup> Incluye centrales en operación con permiso otorgado en 2016 y en trámite. <sup>5/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). <sup>6/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**MAPA 2.2.1. GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2015**



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

**MAPA 2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2015<sup>1/</sup>**



<sup>1/</sup> Se determinó un Índice de Balance (IB) para cada entidad federativa, equivalente al valor del cociente, en el cual el numerador es la diferencia entre la generación de electricidad menos las ventas de energía eléctrica, y el denominador son las ventas de energía eléctrica. <sup>2/</sup> El 25% de las entidades con menor IB (si es superavitaria) y mayor IB (si es deficitaria). Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CENACE y CRE.

## 2.3. Tecnologías de generación de energía eléctrica en México<sup>21</sup>

### Tecnologías Convencionales

El grupo de tecnologías convencionales se integra por las unidades y centrales que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario y no cuentan con un equipo de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>. Estas centrales suelen satisfacer la demanda base, como es el caso de las centrales de ciclo combinado, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de turbogás.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), las tecnologías convencionales para la

<sup>21</sup> Los datos reportados en esta sección corresponden al cierre de 2015.

generación eléctrica contribuyen con el 19% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero a nivel nacional (es la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente, después de las fuentes móviles<sup>22</sup>), con un volumen anual equivalente a 127 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Este grupo incluye las tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica convencional y turbogás, así como todas aquellas que no se encuentren dentro de la clasificación a la que se refiere la fracción XXII del artículo 3 de la LIE.

<sup>22</sup> De acuerdo con el INECC, las fuentes móviles son los aviones, helicópteros, ferrocarriles, tranvías, tractocamiones, autobuses, camiones, automóviles, motocicletas, embarcaciones, equipo y maquinarias no fijas con motores de combustión y similares, que por su operación generan o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera.

## Ciclo Combinado

En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 63 centrales eléctricas de este tipo que representan el 35.3% de la capacidad instalada y el 50.1% de la generación eléctrica del país (ver Anexo, Mapa 2.3.1. y Tabla 2.3.1.).

En los estados de Tamaulipas, Veracruz, Baja California, Nuevo León y Chihuahua, se concentra el 57.4% de la capacidad instalada y el 59.7% de la generación eléctrica mediante ciclos combinados. Esto se debe a que más de la mitad de la producción de gas natural y el 80% de la infraestructura de gasoductos se localiza en dicha región, lo que permite cubrir las necesidades de demanda de este combustible<sup>23</sup>. Casi el 50% de la demanda total de gas natural corresponde al sector eléctrico<sup>24</sup>.

A partir de 2009, la reducción de la producción de gas por parte de Pemex y la caída de los precios del combustible en Estados Unidos de América<sup>25</sup>, han resultado en el incremento sostenido de las importaciones de gas natural, que han registrado una tasa media de crecimiento anual de 15% en el periodo.

A nivel global, una quinta parte de la generación de electricidad depende del gas natural. Estados Unidos de América es el mayor productor de electricidad a partir de dicho combustible, seguido por Rusia y Japón. México se ubica dentro de los primeros diez

---

<sup>23</sup> Las regiones Norte y Marina Noroeste fueron las principales productoras de gas natural con 1,929 y 1,692 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), respectivamente, en 2014 (55.4% de la producción total de gas natural en el país). Además, en éstas se ubican cerca de 12,500 km de los 14,906 km de gasoductos existentes al cierre de ese año (Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029).

<sup>24</sup> Al cierre de 2014, el sector eléctrico público y privado participaron con el 41.6%, es decir, 4,600 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente, (mmpcdgne) y 7%, igual a 637 mmpcdgne, respectivamente, de la demanda de gas en México (Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029).

<sup>25</sup> Aproximadamente el 70% de las importaciones de gas natural provienen de Estados Unidos de América. En 2014 la producción nacional del combustible disminuyó en 2% y el precio promedio del gas natural se redujo casi por la mitad de 4.26 a 2.98 dólares por millón de BTU debido al incremento de la oferta de gas de lutitas por parte de Estados Unidos de América. (Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029).

países con la mayor generación de electricidad a partir de gas natural<sup>26</sup>.

El proceso de generación en centrales de ciclo combinado es similar al de centrales con turbinas de gas, con la diferencia de que los gases de escape de la turbina son aprovechados en una caldera de recuperación para generar vapor e impulsar una turbina en un proceso similar al de las centrales térmicas convencionales.

La generación de electricidad a partir de ciclo combinado se caracteriza por operar de forma continua al contar con el suministro adecuado de combustible y agua. Este tipo de central presenta una eficiencia superior a otras tecnologías convencionales (es 1.4 veces mayor que la eficiencia de una termoeléctrica convencional), y emite en promedio 352 kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh, valor menor a la media del sector eléctrico<sup>27</sup>.

## Termoeléctrica Convencional

México cuenta con 67 centrales termoeléctricas convencionales con una capacidad instalada equivalente al 18.7% del total, mismas que generaron el 12.7% del total de electricidad producida en el país.

El 66.8% de la capacidad instalada y el 74.8% de la energía eléctrica generada en centrales termoeléctricas convencionales, se concentra en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa (ver Anexo, Mapa 2.3.2. y Tabla 2.3.2.).

En el mundo, 5% de la electricidad se produce mediante petróleo y sus derivados. Japón y Arabia Saudita encabezan el listado de los principales países que generan electricidad con dichos combustibles. México se mantiene entre los diez primeros productores de electricidad con crudo y sus derivados<sup>28</sup>.

El principio de generación de electricidad en una central térmica convencional es la transformación del agua en vapor, el cual se expande en una turbina que, al darse la condición de presión y temperatura idónea, provoca un movimiento mecánico para impulsar el

---

<sup>26</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

<sup>27</sup> El 15 de octubre de 2015, la SEMARNAT presentó el factor de emisión para el cálculo de emisiones indirectas por el sector eléctrico para el periodo 2014, el cual se fijó en 454 kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh.

<sup>28</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

generador y producir así la electricidad. Posteriormente, el vapor abandona la turbina y se transforma en agua por medio de un condensador, para que ésta se almacene nuevamente y comience el ciclo de transformación.

Las centrales termoeléctricas convencionales pueden utilizar gran variedad de combustibles, entre ellos: carbón, gas natural, y derivados del petróleo como el diésel y el combustóleo, que se caracterizan por su alto nivel de emisiones contaminantes.

En México, como en otros países, se ha optado por sustituir esta tecnología por otras de mayor eficiencia y con menor impacto ambiental, ya que una termoeléctrica convencional es 73% menos eficiente que un ciclo combinado, y emite en promedio 680 kilogramos de CO<sub>2</sub> por cada MWh de energía eléctrica producido (casi el doble que un ciclo combinado).

### **Carboeléctrica**

México cuenta con 3 centrales carboeléctricas cuya capacidad conjunta es de 5,378 MW equivalentes al 7.9% de toda la capacidad instalada. En 2015 estas centrales contribuyeron con el 10.9% de la generación eléctrica (ver Anexo, Mapa 2.3.3. y Tabla 2.3.3.A.).

Las centrales carboeléctricas del país se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero. El estado de Coahuila es el mayor productor a nivel nacional de carbón mineral<sup>29</sup>, el cual es utilizado en las centrales de Río Escondido y Carbón II. La central dual Petacalco en el estado de Guerrero, utiliza como combustible primario carbón importado y puede utilizar también combustóleo<sup>30</sup>.

El carbón representa la fuente principal de energía para la generación de electricidad en el mundo. Los países con mayor generación eléctrica a partir de esta

fuerza energética son China y Estados Unidos de América<sup>31</sup>.

La concepción básica de una central carboeléctrica es análoga a una central termoeléctrica. El cambio principal radica en el generador de vapor, el cual es más complejo, de mayores dimensiones y con superficies más grandes para la transferencia de calor. Además, requiere de un tratamiento especial del combustible, el cual consiste en la pulverización y secado del carbón, así como de sistemas anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración.

Las centrales carboeléctricas tienen costos de generación bajos, aunque su proceso de generación origina importantes emisiones contaminantes.

Si bien, una carboeléctrica es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario para la generación de electricidad origina importantes emisiones contaminantes (en promedio emite 603 kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh) y afecta a los equipos y materiales de la central generadora. No obstante, existen sistemas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> que pueden ser integrados a dichas centrales, con la finalidad de mitigar el nivel de emisiones al medio ambiente.

### **Lecho Fluidizado**

México cuenta con 2 centrales de lecho fluidizado que suman una capacidad de 580 MW, a partir de las cuales se generaron 4,286 GWh de electricidad en 2015, equivalente a 1.4% del total nacional (ver Anexo, Mapa 2.3.3. y Tabla 2.3.3.B.).

Actualmente, operan más de 70 unidades de lecho fluidizado en el mundo con una capacidad superior a 300 MW<sup>32</sup>.

La tecnología de lecho fluidizado permite el uso de diversos combustibles sólidos, solos o combinados, para generar electricidad, como es el caso del carbón, biomasa, lodos, residuos municipales, residuos agrícolas, o coque de petróleo; un combustible sólido y poroso aproximadamente con 92% de carbono y 8% de ceniza que se obtiene como residuo en la refinación del petróleo.

<sup>29</sup> México participa con el 0.1% de la reserva mundial de carbón, equivalente a 1,211 millones de toneladas, poco más del 90% se localiza en el estado de Coahuila (BP Statistical Review of World Energy, y Servicio Geológico Mexicano (SGM)).

<sup>30</sup> En 2015 se importaron 7,788 toneladas de carbón, 45% proveniente de Estados Unidos de América, el resto de Australia, Colombia y Canadá principalmente (SIAVI: Sistema de Información Arancelaria Vía Internet; fracciones arancelarias: 27011101, 27011201, 27011999, 27012001, 27021001, 27022001, 27030001, 27030099, 27040002, 27060001, 38021001, 38029001 y 68151002).

<sup>31</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

<sup>32</sup> Fluidised Bed Conversion, International Energy Agency (<https://www.iea.org/tcp/fossilfuels/fbc/>).

El lecho fluidizado es igual de eficiente que una carboeléctrica y contribuye a reducir las emisiones de contaminantes por la limpieza del gas antes de la combustión. Además, representa menores costos de operación y mantenimiento y evita costos adicionales de ingeniería al ser unidades de menor tamaño.

### **Turbogás**

En el país operan 126 centrales de turbogás que representan el 7.2% de la capacidad total y 3.8% de la generación eléctrica en 2015<sup>33</sup>.

Los estados de Campeche, Ciudad de México, Nuevo León, Guanajuato, Tamaulipas, Coahuila, Baja California y Baja California Sur aportaron el 66.7% de la generación de energía eléctrica y concentraron el 67.6% de la capacidad en operación de centrales con turbina de gas en 2015 (ver Anexo, Mapa 2.3.4. y Tabla 2.3.4.).

Las turbinas de gas se componen de un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión. El proceso de generación de electricidad inicia cuando el aire entra al compresor; después de la compresión, el aire entra a la cámara de combustión, donde una parte proporciona el oxígeno necesario para realizar la combustión, mientras la parte restante se utiliza para enfriar los gases y lograr la expansión en la turbina, provocando el movimiento mecánico que será transmitido al generador obteniendo así energía eléctrica. Los gases de escape son generalmente liberados a la atmósfera.

Las plantas de turbinas de gas son utilizadas principalmente para atender la demanda punta, es decir, el bloque de horas con mayor demanda en un día, debido a su capacidad de arranque rápido; utilizan como principales fuentes de energía primaria el gas natural y el diésel, son menos eficientes que el resto de las tecnologías convencionales (ofrecen una eficiencia media de 35%), y en promedio emiten 510 kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh.

### **Combustión Interna**

En 2015 operaron 265 centrales de combustión interna y plantas móviles de la CFE, equivalentes al 1.7% de la capacidad total y contribuyeron con casi el 0.9% de la generación eléctrica (ver Anexo, Mapa 2.3.5. y Tabla 2.3.5.).

La producción de electricidad mediante combustión interna se caracteriza por tener los costos más altos

---

<sup>33</sup> Incluye plantas móviles.

respecto al resto de las tecnologías convencionales (alcanzan hasta 8 dólares por MWh), es así que sólo se utiliza en demanda punta, o bien, en lugares donde no se cuenta con disponibilidad de combustibles para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur. A nivel nacional, esta entidad concentró la mayor capacidad disponible de plantas de combustión interna (31.1%) cuya generación representó el 68.8% del total de electricidad producida a través de esta tecnología, en el transcurso de 2015.

El proceso de generación por combustión interna es equivalente al de una central térmica convencional; sin embargo, la combustión se realiza dentro de un motor que comprime el aire y aumenta su temperatura, y al entrar en contacto con el combustible (diésel) provoca el proceso de combustión. Los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, biogás, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y combustóleo.

Las plantas de combustión interna también se utilizan como reserva de capacidad o unidades de emergencia en diversas instalaciones, como hospitales o industrias. De igual forma, presentan la ventaja de no requerir cantidades importantes de agua para la operación, aunque sus emisiones en promedio son 692 kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh, las cuales superan la media de emisiones del sector.

### **Tecnologías Limpias**

Las tecnologías limpias están integradas por unidades cuya fuente de energía y procesos de generación de electricidad producen emisiones o residuos, en cantidades que no rebasan los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias correspondientes<sup>34</sup>.

Para que una fuente de energía o proceso de generación eléctrica pueda ser considerado como Energía Limpia, sus emisiones de CO<sub>2</sub> deberán ser menores a los 100 kilogramos por cada MWh generado, en tanto no se expidan las disposiciones que determinen los umbrales máximos de emisiones o residuos aplicables a Energías Limpias<sup>35</sup>.

México cuenta con un portafolio amplio de Energías Limpias, gracias a sus condiciones geográficas y

---

<sup>34</sup> De conformidad con lo establecido en el artículo Tercero fracción XXII de la LIE.

<sup>35</sup> De conformidad con lo establecido en el artículo Décimo Sexto Transitorio de la Ley de Transición Energética.

climáticas, ya que puede disponer del viento, la radiación solar, los océanos, los mares, los ríos, los yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos (biomasa y biogás), el metano y otros gases asociados a residuos sólidos u orgánicos, la energía nuclear y la energía generada por las centrales de cogeneración eficiente.

Es importante destacar que, mientras más amplia sea la definición y el listado de tecnologías consideradas como limpias, menor será el costo de incorporar dichas tecnologías al sistema, esto permitirá renovar la competitividad del país, contar con una matriz de generación eléctrica diversificada y mantener un balance eficiente y seguro del sistema.

### **Hidroeléctrica**

En 2015, la generación hidroeléctrica representó el 10% de la generación total y el 18.3% de la capacidad instalada del SEN, con 97 centrales en operación (ver Anexo, Mapa 2.3.6.A. y Tabla 2.3.6.).

En México, las grandes centrales hidroeléctricas se localizan en las regiones hidrológicas administrativas IV Balsas, VIII Lerma Santiago y XI Frontera Sur (ver Anexo, Mapa 2.3.6.B.).

Los países que concentran la mayor capacidad instalada en centrales hidroeléctricas son China, Canadá, Brasil, Estados Unidos de América y Rusia, con la cual generan más del 50% de la energía hidroeléctrica mundial. México se ubica entre los primeros 20 países con la mayor generación hidroeléctrica en el mundo<sup>36</sup>.

En una central hidroeléctrica, se aprovecha la energía potencial del agua para convertirla en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Este proceso consiste en hacer pasar un flujo de agua por una turbina hidráulica acoplada a un generador eléctrico.

Las centrales hidroeléctricas varían en diseño, capacidad y tamaño, según las condiciones topográficas y geológicas de los lugares donde está disponible el recurso hídrico; tienen bajos costos de operación, pero sus costos de inversión son mayores debido a la magnitud de la construcción de las plantas, generalmente se encuentran lejos de los centros de carga por lo que requieren extensas líneas de

transmisión. Las centrales hidroeléctricas se clasifican en dos grupos:

- a. *Grandes centrales hidroeléctricas*: aquellas en las que se regula de forma anual o multianual la capacidad hidráulica almacenada, con la finalidad de maximizar la generación, y permitir el desarrollo de las actividades de otros sectores, como el agrícola. Las centrales con regulación son las siguientes: Angostura, Chicoasén, Malpaso, Peñitas, Caracol, Infiernillo, Villita, Temascal, El Cajón, Aguamilpa, Zimapán y La Yesca, que representan el 80.3% de la capacidad hidroeléctrica del país.
- b. *Centrales hidroeléctricas menores*: aquellas en las que no se regula o se regula de forma horaria, diaria o semanal, las aportaciones hidráulicas, por lo que su producción de energía eléctrica suele ser en periodos cortos de tiempo a fin de minimizar la posibilidad de derrames.

### **Nucleoeléctrica**

México cuenta con una sola central nucleoeléctrica ubicada en el estado de Veracruz, con una capacidad actual de 1,510 MW, cuya generación representó el 3.7% del total nacional (ver Anexo, Mapa 2.3.7. y Tabla 2.3.7.).

Cabe señalar que esta central formó parte del programa de rehabilitación y modernización de la CFE, por lo cual se adicionaron 110 MW en cada una de sus dos unidades, una de ellas inició operaciones a partir de 2015 y la otra continúa en pruebas de desempeño por parte de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

A nivel mundial, la energía nuclear participa con el 11% de la energía eléctrica generada mediante los 444 reactores nucleares en operación, Estados Unidos de América y Francia son las principales potencias con 99 y 58 plantas nucleares, respectivamente<sup>37</sup>.

Una central nuclear sigue el mismo principio de generación de energía eléctrica que una central de tecnología convencional, con la diferencia de que no requiere de un proceso de combustión. El vapor necesario para poner en marcha la turbina y ésta a su

<sup>36</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). REN21 2015 (<http://www.ren21.net>).

<sup>37</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). Power Reactor Information System, IAEA (<https://nucleus.iaea.org/Pages/pris.aspx>).

vez el generador se obtiene mediante el proceso de fisión del uranio.

La fisión se produce al chocar un neutrón contra un núcleo de uranio o plutonio dentro de un reactor. La división de estos núcleos genera energía, partículas subatómicas y más neutrones que al chocar con otros núcleos de uranio o plutonio provocan una reacción en cadena. La energía generada se aprovecha mediante un refrigerante, el cual puede ser agua o sodio líquido. Este fluido absorbe el calor dentro del reactor y permite generar vapor de agua mediante un sistema secundario.

La fisión nuclear es una tecnología que ha estado en uso desde hace más de 50 años. Los últimos diseños ofrecen mayor seguridad y rendimiento.

Las nucleoelectricas tienen una vida media útil de 60 años, tiempo que supera al resto de las tecnologías. Este tipo de centrales representan una fuente segura y competitiva para el suministro de energía eléctrica, ya que generan electricidad de forma continua para satisfacer la demanda base.

La energía nuclear es una fuente limpia, ya que no requiere de combustión para su funcionamiento, no está sujeta a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y en su proceso de generación no libera emisiones contaminantes<sup>38</sup>.

## **Eólica**

En el país se tiene registro de 32 centrales eólicas cuya capacidad instalada representa el 4.1% del total. Los parques eólicos del país aportaron un 2.8% de la generación total nacional.

La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 81.2% de la capacidad instalada y el 88.5% de la generación anual mediante esta tecnología (ver Anexo, Mapa 2.3.8. y Tabla 2.3.8.).

Los países con la mayor capacidad instalada en parques eólicos son China, Estados Unidos de América, Alemania, España e India, con la cual generan más del 60% de la energía eólica mundial. México se

ubica dentro de los primeros 20 países con la mayor generación de electricidad por medio del viento<sup>39</sup>.

Las centrales eólicas aprovechan la energía cinética del viento para producir electricidad mediante turbinas eólicas (aerogeneradores). Un aerogenerador o turbina eólica es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica que impulsa un generador para producir electricidad.

Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3 a 4 metros por segundo (m/s), y llega a una producción máxima de electricidad con una velocidad del viento de 13 a 14 m/s.

La electricidad producida por los aerogeneradores varía según la velocidad del viento que éstos reciben, el factor de planta para este tipo de centrales oscila entre 20% y 43%, por lo que no es posible que éstos funcionen por largos periodos a su máxima capacidad.

La tecnología eólica tiene un despliegue importante debido a su rápido desarrollo tecnológico y disminución de costos, lo que la convierte en la energía renovable de mayor crecimiento y demanda mundial<sup>40</sup>. En 2014, la energía eólica representó el 44% del incremento en la capacidad instalada en el mundo, respecto a la existente en el año anterior<sup>41</sup>.

La capacidad de los aerogeneradores ha aumentado gracias a los avances tecnológicos, llegando a aproximarse a los 10 MW por unidad para aplicaciones offshore o marinas.

En México se estima un potencial máximo eólico de 50,000 MW, el mayor volumen del recurso aprovechable se ubica en las regiones Oriental (Oaxaca), Peninsular, Baja California, Noroeste (Sonora) y Noreste (Tamaulipas) en las cuales, la velocidad del viento alcanza hasta los 12 m/s durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre.

## **Geotérmica**

México cuenta con 8 centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.4% de la capacidad total y el

---

<sup>38</sup> La energía nuclear emite en promedio 65 kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh, considerando emisiones indirectas por construcción, fabricación de equipos, transporte de combustible, entre otros.

---

<sup>39</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

<sup>40</sup> La energía eólica jugó un papel importante en el suministro de energía en un mayor número de países; durante el 2014 el viento generó más del 20% de la electricidad en muchos países tales como Dinamarca, Nicaragua, Portugal y España (REN21, 2015).

<sup>41</sup> REN21 2015 (<http://www.ren21.net>).

2.0% de la generación de electricidad del país (ver Anexo, Mapa 2.3.9.A. y Tabla 2.3.9.).

La geotermia actualmente se aprovecha en los campos geotérmicos ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Michoacán y Puebla, los dos últimos se localizan en el Eje Volcánico Transversal, zona volcánica en la cual se concentra el recurso geotérmico del país para su aprovechamiento en la generación eléctrica.

Con la entrada en vigor de la nueva Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, la industria se ha visto renovada por el interés en el desarrollo y aprovechamiento de los recursos geotérmicos del país, a través de la exploración y explotación de los yacimientos geotérmicos.

Durante 2015 se otorgaron 6 concesiones para la explotación de zonas geotérmicas<sup>42</sup> y 15 permisos de exploración de recursos geotérmicos<sup>43</sup>, ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit y Puebla (ver Anexo, Mapa 2.3.9.B.)

México se ubica dentro de los primeros cinco países con mayor capacidad instalada en unidades geotermoeléctricas, junto con Estados Unidos de América, Filipinas, Indonesia y Nueva Zelanda<sup>44</sup>.

Las centrales geotérmicas operan con el mismo principio que las centrales convencionales, con la diferencia de que éstas obtienen el vapor del subsuelo. El vapor geotérmico se envía a un separador de humedad para transformar la energía cinética en mecánica, cuyo movimiento se transmite al generador para producir electricidad.

La geotermia es una energía renovable que normalmente proporciona la generación de carga base, ya que su operación no se ve afectada por variaciones climatológicas o estacionales a diferencia de otras tecnologías renovables intermitentes.

<sup>42</sup> Cerro Prieto en Baja California, Los Azufres en Michoacán, Los Humeros en Puebla, Tres Vírgenes en Baja California Sur, y Cerritos Colorados en Jalisco, otorgadas a la CFE, y Domo de San Pedro en Nayarit otorgada a un particular.

<sup>43</sup> 4 permisos en Jalisco, 4 permisos en Michoacán, 2 permisos en Nayarit, 2 permisos en Baja California, y un permiso en Guanajuato, Puebla y Chiapas.

<sup>44</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

## Solar

El país cuenta con 9 centrales fotovoltaicas en operación, mismas que representan menos del 0.1% de la capacidad total y el 0.03% de la generación eléctrica.

La ubicación de las centrales solares fotovoltaicas dentro del territorio nacional abarca la zona centro y norte del país, particularmente en Baja California, Baja California Sur, Durango, Aguascalientes, Guanajuato, Sonora y el Estado de México (ver Anexo, Mapa 2.3.10. y Tabla 2.3.10.).

En el mundo, el 70% de la capacidad instalada<sup>45</sup> y el 67% de la generación eléctrica en plantas fotovoltaicas<sup>46</sup> se concentran en Alemania, China, Japón, Italia y Estados Unidos de América.

El panorama mundial muestra un crecimiento acelerado en el uso de la energía solar fotovoltaica, ya que más del 60% de total de la capacidad de esta tecnología en el mundo se instaló en los últimos cuatro años<sup>47</sup>.

La tecnología de una planta solar consiste en la conversión de la luz solar en electricidad por medio de un dispositivo semiconductor (celdas fotovoltaicas) o bien, mediante concentradores solares que elevan la temperatura de un fluido que pasa a una turbina conectada a un generador para producir electricidad.

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que no requiere el uso de combustibles, por lo que puede ser utilizada cerca de los centros de consumo reduciendo la congestión del sistema eléctrico. Su dependencia del recurso solar provoca intermitencia en la generación, no obstante, la disponibilidad del recurso es altamente predecible respecto a otras fuentes intermitentes, con auxilio de tecnologías de pronóstico existentes.

En los próximos años, se pronostica una mayor participación de esta tecnología en la matriz de generación en México, debido a la disminución de costos provocada por el desarrollo tecnológico, la apertura del mercado eléctrico, la comercialización de instrumentos que fomenten la inversión en Energías

<sup>45</sup> REN21 2015 (<http://www.ren21.net>).

<sup>46</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

<sup>47</sup> REN21 2015 (<http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12>).

Limpias, así como la mayor competitividad en el mercado eléctrico<sup>48</sup>.

En el país existen recursos disponibles en diversas zonas para explotar esta tecnología, como sucede en las regiones Noroeste y Baja California, en las cuales la radiación solar permite generar hasta 8.5 kWh por metro cuadrado en un día, durante los meses de abril a agosto. En promedio, México recibe 2,190 horas de irradiación por año, principalmente en los estados de Baja California, Coahuila, Chihuahua y Sonora<sup>49</sup>.

### Termosolar

En México se encuentra en construcción el primer proyecto termosolar en Agua Prieta, Sonora, mismo que entrará en operación durante el 2016 y tendrá una capacidad de 14MW. El proyecto termosolar Agua Prieta II fue desarrollado gracias al apoyo del Banco Mundial y su uso permitirá incentivar la tecnología de generación de un sistema solar integrado de ciclo combinado (ISCCS, por sus siglas en inglés) en México, a fin de contribuir a la disminución de los gases de efecto invernadero<sup>50</sup>.

Los países líderes en esta tecnología son Estados Unidos de América y España, con casi el 90% de la capacidad instalada en el mundo. Asimismo, países como China, Francia, Alemania, Israel, Italia, Corea del Sur y Turquía cuentan con plantas piloto en operación. Por otro lado, existen proyectos termosolares en desarrollo en países como Argelia, Marruecos, Chile y Australia. Durante el periodo 2004 – 2014, la capacidad instalada termosolar en el mundo se multiplicó en 11 veces, al pasar de 0.4 a 4.4 GW<sup>51</sup>.

La tecnología termosolar permite generar electricidad mediante colectores solares de canal parabólicos, de plato o torre, colocados en filas paralelas de forma

similar a los campos solares fotovoltaicos. Dichos colectores tienen la función de concentrar la radiación solar sobre un receptor lineal por el cual un fluido captura y transfiere el calor a un intercambiador de calor, donde se produce parte del vapor que impulsa la turbina para generar la electricidad.

### Bioenergía

México cuenta con 70 plantas generadoras, que representan el 1.1% de la capacidad total instalada del país y emplearon algún tipo de biocombustible para producir 1,369 GWh durante el 2015.

Los estados de Veracruz, Nuevo León y Jalisco concentran casi el 55.8% de la capacidad total de esta tecnología debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos (ver Anexo, Mapa 2.3.11. y Tabla 2.3.11.).

La generación de electricidad por biomasa y residuos representa el 2% del total de electricidad en el mundo. Estados Unidos de América, Brasil y Alemania concentran alrededor del 40% de la electricidad generada por esta tecnología<sup>52</sup>.

La bioenergía es la energía derivada de la conversión de biomasa, la cual puede ser utilizada directamente como combustible o transformada en líquidos y gases (biogás) que a su vez se utilizan en la generación de electricidad, a través de un proceso convencional.

La biomasa es un compuesto orgánico cuya materia deriva de las actividades agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos y de enzimas<sup>53</sup>.

### Cogeneración Eficiente

Las 11 centrales en operación acreditadas por la CRE como cogeneración eficiente representaron menos del 1% de la capacidad instalada y generaron el 1.2% de la electricidad en 2015 (ver Anexo, Mapa 2.3.12. y Tabla 2.3.12.).

La mayor capacidad disponible se ubica en Veracruz y Tabasco, con 485 MW (83% del total de la tecnología) y representan el 88.5% de la generación de electricidad mediante esta tecnología certificada ante la CRE.

<sup>48</sup> La primera Subasta de Largo Plazo en México cumplió sus objetivos al asignar contratos para una gran cantidad de Energía Limpia (aproximadamente 5.4 millones de megawatt-horas por año, el 85% de la cantidad máxima solicitada), a precios competitivos (menos de 48 dólares por MWh, entre los resultados más económicos del mundo) y con un amplio rango de empresas ganadoras (11 empresas diferentes, con la participación de México, España, Francia, Italia, EE.UU., Canadá y China). Casi el 75% de la Energía correspondió a energía solar, mientras que el restante 25% a energía eólica.

<sup>49</sup> Inventario Nacional de Energías Renovables, SENER.

<sup>50</sup> Planta Híbrida de Energía Solar/Térmica, Banco Mundial:

<http://www.bancomundial.org/projects/P066426/hybrid-solar-thermal-power-plant?lang=es&tab=overview>

<sup>51</sup> REN21 2015 (<http://www.ren21.net>).

<sup>52</sup> TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

<sup>53</sup> De conformidad con la fracción II, artículo 2, de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

La cogeneración eficiente representa sólo el 9% de la capacidad instalada a nivel mundial, el cual se ha mantenido en la última década; sin embargo, países como Dinamarca y Finlandia han logrado una participación de esta tecnología en la generación de electricidad, de alrededor del 60% y 40%, respectivamente<sup>54</sup>.

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales y comerciales a partir de la misma fuente de combustible.

En la LTE se considera como cogeneración a la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambos; la producción directa o indirecta de energía eléctrica mediante la energía térmica no aprovechada en los procesos, o la generación directa o indirecta de energía eléctrica cuando se utilicen combustibles producidos en los procesos.

En este sentido, la cogeneración conlleva a ahorros de combustible y mayor eficiencia en la producción de energía, al reducir las pérdidas de transporte de la electricidad por el aprovechamiento simultáneo de la energía.

Cabe señalar que la cogeneración se considera como Energía Limpia siempre y cuando califique como cogeneración eficiente en términos de la regulación que al efecto expida la CRE<sup>55</sup>.

La producción de electricidad mediante la cogeneración es predecible y garantizada, a diferencia de otras tecnologías limpias como la eólica y la solar, además tiene la capacidad de cubrir la demanda pico, debido a que comparte las mismas características operativas que una turbogás o combustión interna.

### Frenos Regenerativos

En México existe un permisionario de generación que utiliza la tecnología de frenos regenerativos para las instalaciones del Ferrocarril Suburbano ubicado en la Ciudad de México y el Estado de México.

La central eléctrica se integra por el conjunto de 10 trenes de composición doble, equipados con frenos regenerativos, los cuales le permiten reducir la velocidad y transforman parte de energía cinética en energía eléctrica al reconectar los motores eléctricos de tracción como generadores durante el proceso de frenado y que operan simultáneamente con una capacidad de generación de 0.6608 MW cada uno<sup>56</sup>.

## 2.4. Modalidades de generación

Actualmente, las centrales eléctricas operan bajo las siguientes modalidades de generación:

- *Generador*: permiso otorgado al amparo de la LIE para generar electricidad en centrales eléctricas con una capacidad mayor a 0.5 MW, o bien, contrato de Participante del Mercado para representar en el MEM a estas centrales o, con autorización de la CRE, a centrales ubicadas en el extranjero<sup>57</sup>.
- *Central Eléctrica Legada*: central eléctrica propiedad de CFE que no se incluye en un permiso para generar energía eléctrica, se encuentra en condiciones de operación, o su construcción y entrega se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión directa<sup>58</sup>.
- *Central Externa Legada*: central eléctrica que se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o su construcción y operación se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión condicionada<sup>59</sup>.
- *Autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos*: permisos y contratos otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE (ver Anexo, Tabla 2.4.1.)<sup>60</sup>.

<sup>54</sup> Linking Heat and Electricity Systems, OECD/IEA 2014 (<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/LinkingHeatandElectricitySystems.pdf>)

<sup>55</sup> De conformidad con el artículo Décimo Sexto Transitorio, fracción IV de la Ley de Transición Energética.

<sup>56</sup> Resolución Núm. RES/365/2011 de la CRE.

<sup>57</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción XXIV de la LIE.

<sup>58</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción V, de la LIE.

<sup>59</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción VI, de la LIE.

<sup>60</sup> De conformidad con el artículo Segundo Transitorio de la LIE.

## 2.5. Cambios en la infraestructura de generación

Los principales cambios en la infraestructura de generación eléctrica durante 2015 fueron los siguientes:

### Comisión Federal de Electricidad (CFE)

#### Enero

 Cogeneración Salamanca (GTO)  
(CCGE CFE 01)  
↑ 393 MW

 Laguna Verde (Unidad 2) (VER)  
(CN CFE 02)  
▲ 110 MW

#### Febrero

 Ciudad Obregón (Unidad 1) (SON)  
↓ 14.0 MW

 San Lorenzo Potencia (PUE)  
▲ 5 MW  
▼ 5 MW

#### Marzo

 Los Azufres (MICH)  
(CG CFE 01)  
↑ 53.4 MW (Unidad 17)  
▼ 20 MW (4 unidades)

#### Abril

 Tepexic (PUE)  
↑ 24.0 MW  
Portezuelos II (PUE)  
↑ 1.1 MW

#### Junio

 La Mata (Sureste I, Fase II) <sup>1/</sup>  
(CE CFE 01) (OAX)  
↑ 102 MW  
↑ 57 MW (4 unidades móviles)

#### Julio

 Los Humeros (PUE)  
(CG CFE 02)  
↑ 26.8 MW (Unidad 10)

#### Septiembre

 Huinalá II (NL)  
▲ 11.7 MW

#### Octubre

↑ 4.8 MW (3 unidades móviles)  
↓ 6.15 MW (17 unidades móviles)

#### Diciembre

Se entregó a particulares participantes del mercado 265.99 MW

### Cogeneración

#### Enero

 Energía San Pedro <sup>2/</sup> (NL)  
↑ 2 MW

#### Abril

 Productos Farmacéuticos <sup>3/</sup> (AGS)  
↑ 4.1 MW

#### Julio

 Sanborns Satélite <sup>4/</sup> (EDOMEX)  
↑ 1 MW

**Agosto**

 Sky Eps Supply SM<sup>5/</sup> (PUE)  
(CCGE COG 04)  
↑ 20.4 MW

**Diciembre**

 Sanborns 2<sup>6/</sup> (CDMX)  
↑ 1 MW

 Fábrica de Papel San Francisco (BC)  
(CCGE COG 03)  
↑ 22.7 MW

 Promax Energía<sup>7/</sup> (NL)  
↑ 16.2 MW

 Energía Renovable de Cuautla<sup>8/</sup> (MOR)  
↑ 1.06 MW

 Minera y Metalúrgica del Boleo (BCS)  
↑ 46 MW

**Autoabasto**

**Marzo**

 Fuerza y Energía de Tuxpan (VER)  
↑ 30 MW

**Mayo**

 Fuerza y Energía BII HIOXO<sup>9/</sup> (OAX)  
↑ 234 MW

 Dominica Energía Limpia<sup>10/</sup> (SLP)  
↑ 200 MW

**Agosto**

 Energía San Luis de la Paz<sup>11/</sup> (GTO)  
(CCC AUT 02)  
↑ 220 MW

 Energía de Ramos (Deacero Power)<sup>12/</sup>  
(CCC AUT 01)  
(COAH)  
↑ 200 MW

**Septiembre**

 IUSASOL Base (Don Alejo)<sup>13/</sup>  
(EDOMEX)  
(CS AUT 02)  
↑ 0.92 MW

 Cooperativa La Cruz Azul<sup>14/</sup> (AGS)  
↑ 1.01 MW

**Noviembre**

 PE Ingenio<sup>15/</sup> (OAX)  
(CE AUT 01)  
↑ 49.5 MW

**Diciembre**

 Lorean Energy Group<sup>16/</sup> (COAH)  
↑ 2.12 MW

 Grimann Fase 1<sup>17/</sup> (EDOMEX)  
↑ 0.8 MW

 PIER II<sup>18/</sup> (PUE)  
(CE AUT 02)  
↑ 66 MW

 VENTIKA (NL)  
↑ 126 MW

 VENTIKA II<sup>19/</sup> (NL)  
↑ 126 MW

Otros<sup>20/</sup>  
Mayo

Energía Buenavista<sup>21/</sup> (TAMPS)  
↑ 540 MW

Agosto

 Energía Sierra Juárez<sup>22/</sup> (BC)  
↑ 156 MW

Noviembre

 Metaloides<sup>23/</sup> (PUE)  
↑ 21.9 MW

 Bioteck Power<sup>23/</sup> (GTO)  
↑ 5.3 MW

 Absormex<sup>23/</sup> (TAMPS)  
(CCGE AUT 01)  
↑ 22.18 MW

Diciembre

 Energía Sonora PPE<sup>24/</sup> (SON)  
↑ 2 MW

Frontera México Generación<sup>25/</sup>  
↑ (TAMPS)

 Energía Sierra Juárez<sup>26/</sup> (BC)  
↑ 6 MW



partir de diciembre de 2015.<sup>7/</sup> CENACE reporta energía a partir de noviembre de 2015.<sup>8/</sup> Utiliza biogás como combustible primario.<sup>9/</sup> CENACE reporta energía a partir de junio de 2014.<sup>10/</sup> CENACE reporta energía a partir de octubre de 2014.<sup>11/</sup> CENACE reporta energía a partir de abril de 2015.<sup>12/</sup> CENACE reporta energía a partir de junio de 2015.<sup>13/</sup> CENACE reporta energía a partir de octubre de 2015.<sup>14/</sup> Utiliza biogás, CENACE reporta energía a partir de septiembre de 2015.<sup>15/</sup> CENACE reporta energía a partir de noviembre de 2015.<sup>16/</sup> Utiliza biogás; entra en operación la segunda etapa de la central. CENACE reporta energía a partir de agosto de 2013.<sup>17/</sup> De acuerdo con la CRE, entró en operación en noviembre 2014. CENACE reporta energía a partir de noviembre de 2014.<sup>18/</sup> CENACE reporta energía a partir de junio de 2015.<sup>19/</sup> Entrarán en operación en mayo 2016, actualmente la CRE las reporta en el estatus de construcción. CENACE reporta energía de cada central, a partir de octubre y noviembre de 2015, respectivamente.<sup>20/</sup> Pequeña Producción (PP), Exportación, Importación, conforme a lo establecido en la LSPEE y Generación en apego a lo que dicta la LIE.<sup>21/</sup> Central importadora. CENACE reporta energía a partir de abril de 2015.<sup>22/</sup> Central exportadora.<sup>23/</sup> Centrales en modalidad de Generador.<sup>24/</sup> De acuerdo con la CRE, entró en operación en diciembre de 2014 y cambio de construcción a operación en 2015. CENACE reporta energía a partir de noviembre de 2014.<sup>25/</sup> Central importadora.<sup>26/</sup> Central importadora. Nota: Entrada en operación (flecha verde). Baja (flecha roja). ▲ Incremento de capacidad. ▼ Disminución de capacidad.

## 2.6. Transmisión

Las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, son consideradas áreas estratégicas y están reservadas al Estado Mexicano, conforme a lo señalado en el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y el artículo 2 de la LIE.

### Capacidad de transmisión

La Red Nacional de Transmisión (RNT) se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 62 enlaces en el SIN; las 8 restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total (ver Mapa 2.6.1.; Anexo, Tabla 2.6.1.).

En 2015, la capacidad de los enlaces en las 53 regiones de transmisión fue de 71,397 MW, lo que representó un crecimiento de 2.1% anual. La capacidad de los enlaces en las regiones de transmisión del SIN fue de 69,694 MW y de los sistemas aislados de la Península de Baja California fue de 1,703 MW, lo que indica una variación del 2% y -1% anual, respectivamente.

La mayor capacidad de transmisión se concentra en la región de control Noreste con el 25% del total. Por otra parte, la región de control Central tuvo el mayor aumento en la capacidad de transmisión con 1,000 MW, lo que representó un crecimiento de 9.9% anual (ver Tabla 2.6.2.).

<sup>1/</sup> Productor Independiente de Electricidad (PIE). <sup>2/</sup> Cogeneración Eficiente. CENACE reporta energía a partir de enero de 2015. <sup>3/</sup> CENACE reporta energía a partir de agosto de 2015. <sup>4/</sup> Cogeneración eficiente. CENACE reporta energía a partir de julio de 2015. <sup>5/</sup> Cogeneración eficiente. CENACE reporta energía a partir de junio de 2015. <sup>6/</sup> Cogeneración eficiente. CENACE reporta energía a

## Red Nacional de Transmisión (RNT)

La RNT es el sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que transportan energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución (RGD) y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. La RNT se integra por las tensiones mayores o iguales a 69 kV.

En 2015, la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 230 y 400 kV (CFE y otras) fue de 53,216 kilómetros, equivalente a un crecimiento de 0.8% anual. De estos niveles de tensión destacan las líneas de 400 kV, cuyo crecimiento anual fue de 2.8%.

El total de la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 69 kV a 161 kV fue de 51,178 km, lo que representó un crecimiento de 0.1% (ver Tabla 2.6.3.). Los estados con mayor superficie territorial son los que tienen una mayor longitud de la Red Troncal de Transmisión, como es el caso de Sonora, Veracruz y Chihuahua con 13,280 kilómetros (25% del total nacional).

Los estados con menor Red Troncal de Transmisión son Baja California Sur, Morelos y Colima, por debajo de los 500 kilómetros cada uno (ver Mapa 2.6.2.).

## Subestaciones

Las subestaciones de transmisión son instalaciones destinadas a modificar y regular los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica para facilitar el

transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.

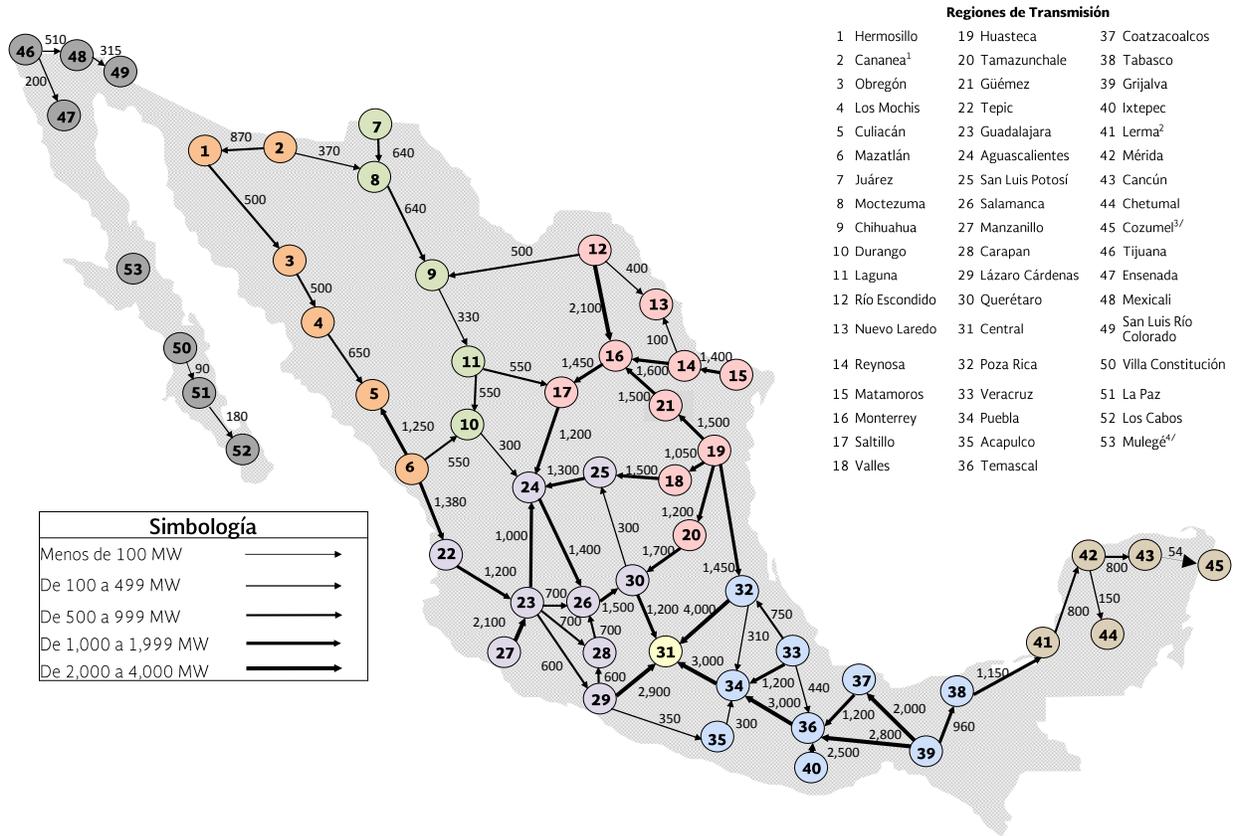
La clasificación para las subestaciones eléctricas de potencia utilizadas en la transmisión, es la siguiente:

- a. *Subestación de elevadoras (o de generación):* están asociadas a centrales generadoras, elevan la tensión y dirigen el flujo de potencia al sistema eléctrico, en tensiones iguales y mayores a 69 kV.
- b. *Subestación reductoras (o transformación):* reducen el nivel de tensión y dirigen el flujo de potencia a las RGD.
- c. *Subestación de Switcheo (o maniobra):* conectan varios circuitos o líneas para orientar o distribuir el flujo de potencia al sistema, no cuentan con capacidad de transformación.

En 2015, la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 193,107 MVA, lo que refleja un crecimiento anual de 2.5% anual. La capacidad instalada de las subestaciones elevadoras de transmisión aumentó en 271 MVA, 0.6% mayor en relación con 2014.

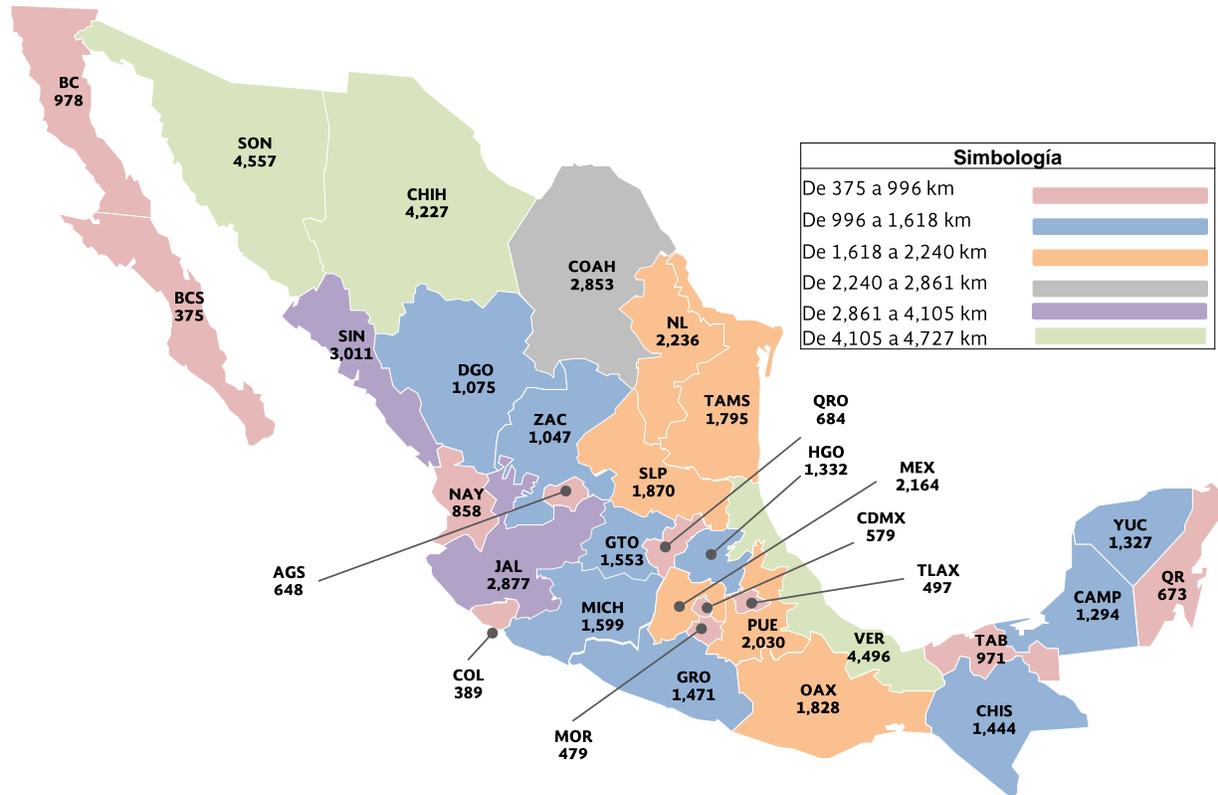
Por otra parte, la capacidad de las subestaciones reductoras tuvo un incremento de 4,366 MVA para transmisión, que representa un crecimiento de 3.1% con respecto a 2014 (ver Tabla 2.6.4.).

MAPA 2.6.1. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2015  
 (Megawatt)



<sup>1/</sup> Antes Nacoziari. <sup>2/</sup> Antes Campeche. <sup>3/</sup> Desaparece WECC (EUA) y se integra Cozumel. <sup>4/</sup> Antes Loreto. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

MAPA 2.6.2. RED TRONCAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 Y 400 KV) POR ENTIDAD FEDERATIVA (Kilómetros)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

TABLA 2.6.2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL (Megawatt)

Región de Control	Capacidad		TCA <sup>1/</sup> (%)
	2014	2015	
Central	10,100	11,100	9.9
Oriental	15,210	15,460	1.6
Occidental	12,250	12,450	1.6
Noroeste	5,520	5,520	0.0
Norte	4,060	4,060	0.0
Noreste	18,150	18,150	0.0
Peninsular	2,900	2,954	1.9
Baja California	1,443	1,433	-0.7
Baja California Sur <sup>2/</sup>	270	270	0.0
<b>Total<sup>3/</sup></b>	<b>69,903</b>	<b>71,397</b>	<b>2.1</b>

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> La región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**TABLA 2.6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**  
(Kilómetros)

Líneas de transmisión	Longitud 2014	Longitud 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
<b>CFE</b>	<b>102,315</b>	<b>102,657</b>	<b>0.3</b>
<b>Transmisión (161 a 400 kV)</b>	<b>51,734</b>	<b>52,001</b>	<b>0.5</b>
Nivel de Tensión 400 kV	23,641	24,307	2.8
Nivel de Tensión 230 kV	27,543	27,172	-1.3
Nivel de Tensión 161 kV	550	522	-5.1
<b>Transmisión (69 a 138 kV)<sup>2/</sup></b>	<b>50,581</b>	<b>50,656</b>	<b>0.1</b>
Nivel de Tensión 138 kV	1,532	1,608	5
Nivel de Tensión 115 kV	46,115	46,147	0.1
Nivel de Tensión 85 kV	156	156	0
Nivel de Tensión 69 kV	2,778	2,745	-1.2
<b>Otras</b>	<b>1,632</b>	<b>1,736</b>	<b>6.4</b>
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0
Nivel de Tensión 230 kV	1,242	1,346	8.4
<b>Total Transmisión<sup>3/</sup></b>	<b>103,947</b>	<b>104,393</b>	<b>0.4</b>

<sup>1/</sup>TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> La Subdirección de Transmisión (S.T.) de CFE reporta las líneas de 400, 230 y 161 kV y en particular de acuerdo a convenio, líneas que atiende menores a 161 kV de longitud pequeña. Las tensiones menores a 161 kV de la S.T. fueron de 5,720 km en 2014, y de 5,783 km en 2015. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

**TABLA 2.6.4. CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN**  
(Megavoltampere)

Tipo	Capacidad 2014	Capacidad 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
Elevadoras	46,139	46,410	0.6
Reductoros	142,331	146,697	3.1
<b>Total<sup>2/</sup></b>	<b>188,470</b>	<b>193,107</b>	<b>2.5</b>

<sup>1/</sup>TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye la suma de las 9 Gerencias Regionales de Transmisión de CFE y la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

## Nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica

Los principales proyectos concluidos de transmisión eléctrica durante 2015 fueron los siguientes:

### Transmisión Enero

294 SLT 1702 TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN BAJA -NOINE (2a FASE)



Estado: Baja California

Líneas de Transmisión: 44.4 km-C

Subestaciones: 300 MVA

### Febrero

296 SLT 1604 TRANSMISIÓN AYOTLA-CHALCO



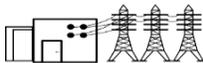
Estado: Estado de México

Líneas de Transmisión: 9.9 km-C

Subestaciones: 133.33 MVA

### Mayo

293 SLT 1703 CONVERSIÓN A 400 KV DE LA RIVIERA MAYA



Estados: Quintana Roo y Yucatán

Líneas de Transmisión: 15.0 km-C

Subestaciones: 1,000 MVA

Compensación: 261.2 MVAR

### Junio

305 SE 1801 SUBESTACIONES BAJA -NOROESTE (2a. FASE)



Estado: Sinaloa

Subestaciones: 225 MVA

### Septiembre

202 SLT 1114 TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DEL ORIENTAL (2a FASE)



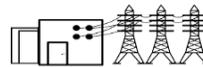
Estado: Tlaxcala

Líneas de Transmisión: 28.4 km-C

Subestaciones: 300 MVA

### Noviembre

249 SLT 1405 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS ÁREAS SURESTE



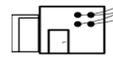
Estado: Tabasco

Líneas de Transmisión: 64 km-C

Subestaciones: 300 MVA

Compensación: 52.5 MVAR

308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LÍNEAS TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (1a FASE)



Estados: Hidalgo y Veracruz

Subestaciones: 100 MVA

Compensación: 22.5 MVAR

## 2.7. Interconexiones Transfronterizas

Existen 13 interconexiones internacionales en México con Norte y Centroamérica, de las cuales 11 se encuentran en la frontera con Estados Unidos de América y 2 con Centroamérica (ver Mapa 2.7.1.).

### Interconexiones con Norteamérica

Existen cinco interconexiones de emergencia a lo largo de la frontera, las cuales son:

- 1) Ribereña-Ascárate
- 2) ANAPRA-Diablo
- 3) Ojinaga-Presidio
- 4) Matamoros-Brownsville
- 5) Matamoros-Military

Asimismo, existen seis interconexiones permanentes que permiten la exportación e importación de energía eléctrica, dos ubicados entre Baja California, México y California, Estados Unidos de América, una entre Coahuila y Texas, y tres entre Tamaulipas y Texas:

- 6) Tijuana-Miguel
- 7) La Rosita-Imperial Valley
- 8) Piedras Negras-Eagle Pass

- 9) Nuevo Laredo-Laredo
- 10) Cumbres F.-Planta Frontera
- 11) Cumbres F.-Railroad

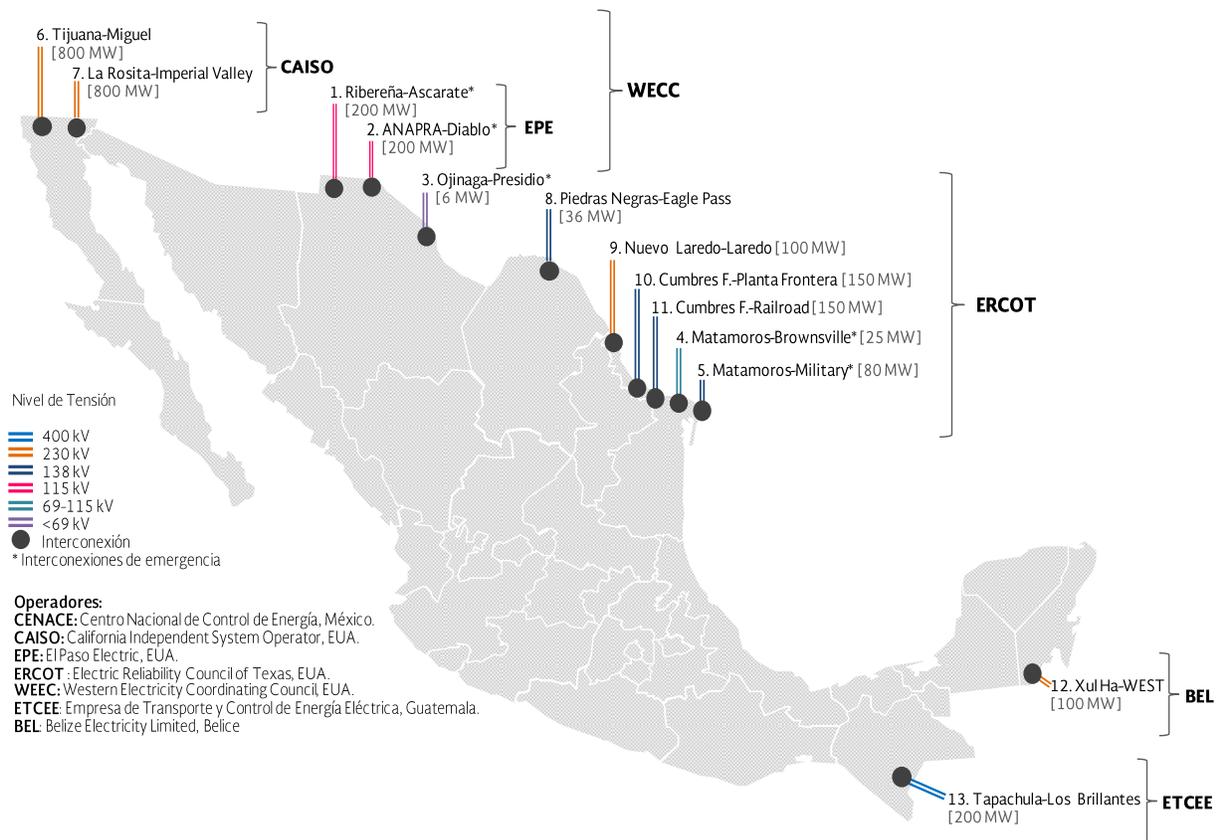
**Interconexiones con Centroamérica**

Existen dos interconexiones internacionales con Centroamérica, una se localiza en Quintana Roo y se enlaza con Belice, y la otra se ubica en Chiapas y se interconecta con Guatemala:

- 12) Xul Ha-West
- 13) Tapachula-Los Brillantes

La SENER, en la Cumbre de Seguridad Energética en Washington, Estados Unidos de América, anunció la futura creación de una Comisión de Interconexión México–SIEPAC, que agrupará los trabajos y visiones de diversas instituciones mexicanas: CRE, CENACE, CFE y Secretaría de Relaciones Exteriores (SER), y sus contrapartes regionales de energía como la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), Consejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) y el Ente Operador Regional (EOR), con miras a establecer un plan de trabajo en el marco del Mecanismo de Tuxtla para tratar los temas regionales en materia de política, normatividad y regulación energética.

**MAPA 2.7.1. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS**



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

## 2.8. Distribución

Las Redes Generales de Distribución (RGD) se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV o menores e iguales a 35 kV, así como las redes de baja tensión en las cuales el suministro se da a niveles iguales o menores a 1 kV.

Con cifras a 2015, la longitud total de las líneas de distribución fue de 775,483 km. Las líneas de distribución con niveles de tensión de 34.5 kV acumularon 79,413 km y crecieron a una tasa de 3.1% anual, mientras que las líneas con tensión 13.8 kV sumaron en su totalidad 311,857 km, lo que representó un crecimiento anual de 1.2% (ver Tabla 2.8.1.).

### Subestaciones

Las subestaciones eléctricas para distribución son denominadas reductoras, las cuales reducen el nivel de tensión de transmisión a valores menores de 69 kV hasta 13.8 kV para distribuir la energía eléctrica en los centros de carga de los usuarios finales.

En 2015, la capacidad de las subestaciones instaladas para distribución fue de 55,464 MVA, equivalente a 1.5% de crecimiento anual (ver Tabla 2.8.2.).

### Transformación

En 2015, el número total de transformadores en funcionamiento para el servicio de distribución fue de 1.4 millones, con una capacidad total de 52,560 MVA (ver Tabla 2.8.3.).

### Servicio

La infraestructura actual de distribución del SEN ofrece servicio a 39.6 millones de usuarios en las 16 Divisiones de Distribución. En el Valle de México, las zonas Tula, Tulancingo y Pachuca, se anexaron a la División 10. Centro Oriente, y la zona Cuernavaca a la División 9. Centro Sur (ver Mapa 2.8.1.).

**TABLA 2.8.1. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN**

(Kilómetros)

Líneas de Distribución	Longitud 2014	Longitud 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
<b>Distribución CFE<sup>2/</sup></b>	<b>683,226</b>	<b>692,721</b>	<b>1.4</b>
Nivel de Tensión 34.5 kV	77,027	79,413	3.1
Nivel de Tensión 23 kV	33,170	33,571	1.2
Nivel de Tensión 13.8 kV	308,123	311,857	1.2
Nivel de Tensión 6.6 kV	129	67	-48.1
Nivel de Tensión baja tensión kV	264,777	267,813	1.1
<b>Otras</b>	<b>86,799</b>	<b>82,762</b>	<b>-4.7</b>
<b>Total<sup>3/</sup></b>	<b>770,025</b>	<b>775,483</b>	<b>0.7</b>

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> La Subdirección de Distribución, reporta líneas que atiende de 138, 115, 85 y menores de 69 kV. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

**TABLA 2.8.2. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

(Megavoltampere)

Distribución	Capacidad 2014	Capacidad 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
CFE	50,107	50,946	1.7
Otras	4,518	4,518	0
<b>Total<sup>2/</sup></b>	<b>54,625</b>	<b>55,464</b>	<b>1.5</b>

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

**TABLA 2.8.3. USUARIOS ATENDIDOS, TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y CAPACIDAD DE CFE**

Concepto	Unidad	2014	2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
Usuarios atendidos	Millones	38.4	39.6	3.1
Transformadores de distribución				
Cantidad	Pieza	1,380,589	1,420,380	2.9
Capacidad	MVA	50,177	52,560	4.7

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

**MAPA 2.8.1. DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN**



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

# CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## 3.1. Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica

### Consumo

En 2015, el consumo de energía eléctrica del SEN fue de 288,232 GWh, 2.9% mayor respecto al año anterior. El consumo de las regiones de control Peninsular, Baja California, Oriental, Baja California Sur y Noreste creció en mayor proporción respecto al consumo total del SEN (ver Tabla 3.1.1.).

En el SIN se concentró el 94.6% del consumo de energía eléctrica del país, tres cuartas partes corresponden a las regiones de control Occidental, Central, Noreste y Oriental, mientras que los sistemas aislados de Baja California y Baja California Sur (La Paz y Mulegé) el 4.5% y 0.9%, respectivamente (ver Mapa 3.1.1.).

El consumo de energía eléctrica presenta un comportamiento estacional durante el año. Entre los meses abril y septiembre, se registra el 54% del consumo anual, mientras que en los meses de invierno el 46% restante (ver Gráfico 3.1.1.).

### Demanda

El 1 de enero de 2015 a las 9:00 horas se observó el nivel mínimo de la demanda en el SIN con un valor de 18,341 MWh/h. En cambio, el 14 de agosto de 2015 a las 17:00 horas, registró su nivel máximo equivalente a 39,840 MWh/h (ver Gráfico 3.1.2.).

### Demanda Máxima Coincidente

En 2015, la demanda máxima coincidente del SIN se registró a las 17:00 horas del día 14 de agosto, con un

valor de 39,840 MWh/h. Si se consideran las demandas máximas de Baja California y Baja California Sur en la misma hora y día del año, la demanda máxima coincidente del SEN fue de 42,649 MWh/h (ver Tabla 3.1.2.).

### Demanda Máxima Integrada

Existe una diferenciación regional en la ocurrencia de la demanda máxima integrada durante el año, la cual se explica principalmente por las altas temperaturas registradas en temporada de verano, particularmente en los estados del norte del país, y por el uso de la energía eléctrica para diversos fines en la región centro del país.

En los meses de verano se registran los niveles más altos de la demanda máxima en nueve regiones de control. El factor principal en el aumento de la demanda es la utilización de equipos de aire acondicionado durante la época de mayor temperatura ambiente.

En el caso de la región Central, alcanza su demanda máxima en la temporada invernal, asociado con el uso de energía eléctrica para abastecer los sistemas de iluminación en las zonas residencial y comercial para fines decorativos, el empleo de sistemas de calefacción y el uso de iluminación residencial por ser días cortos y noches largas (ver Mapa 3.1.2.).

### Demanda Máxima Instantánea del SIN

En agosto de 2015, la demanda máxima instantánea se ubicó en 40,710 MW. En los estudios de planeación que realiza el CENACE, se utiliza la demanda máxima instantánea, que es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado, es decir, una mayor potencia para responder a las condiciones de demanda máxima integrada del SIN (ver Gráfico 3.1.3.).

**TABLA 3.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL**  
 (Gigawatt-hora)

Región de Control	Consumo 2014	Consumo 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)
Central	53,228	53,649	0.8
Oriental	44,901	46,587	3.8
Occidental	63,540	65,220	2.6
Noroeste	21,089	21,642	2.6
Norte	23,150	23,734	2.5
Noreste	48,559	50,114	3.2
Peninsular	10,635	11,617	9.2
<b>SIN</b>	<b>265,102</b>	<b>272,564</b>	<b>2.8</b>
Baja California	12,598	13,122	4.2
Baja California Sur <sup>2/</sup>	2,460	2,546	3.5
<b>SEN</b>	<b>280,160</b>	<b>288,232</b>	<b>2.9</b>

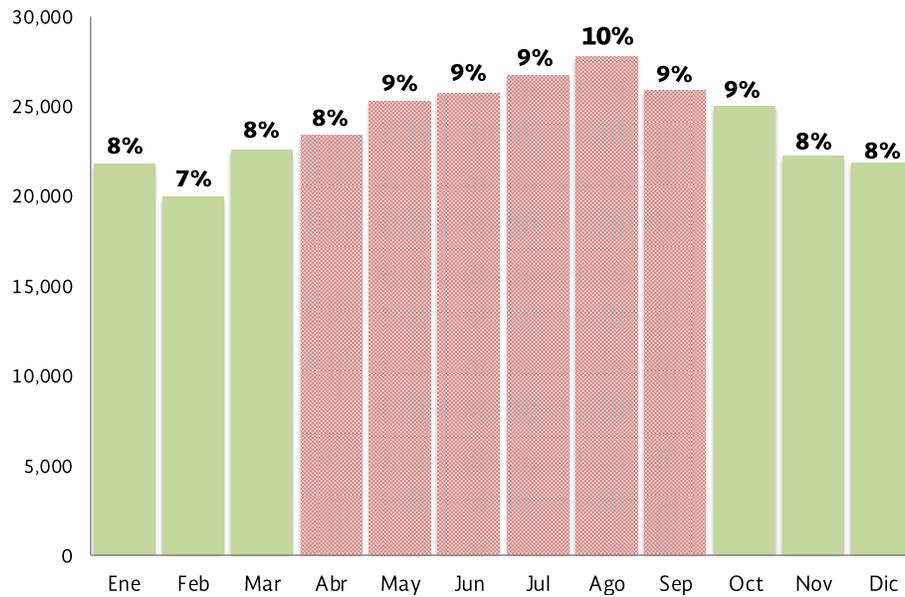
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**MAPA 3.1.1. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL**  
 (Gigawatt-hora)



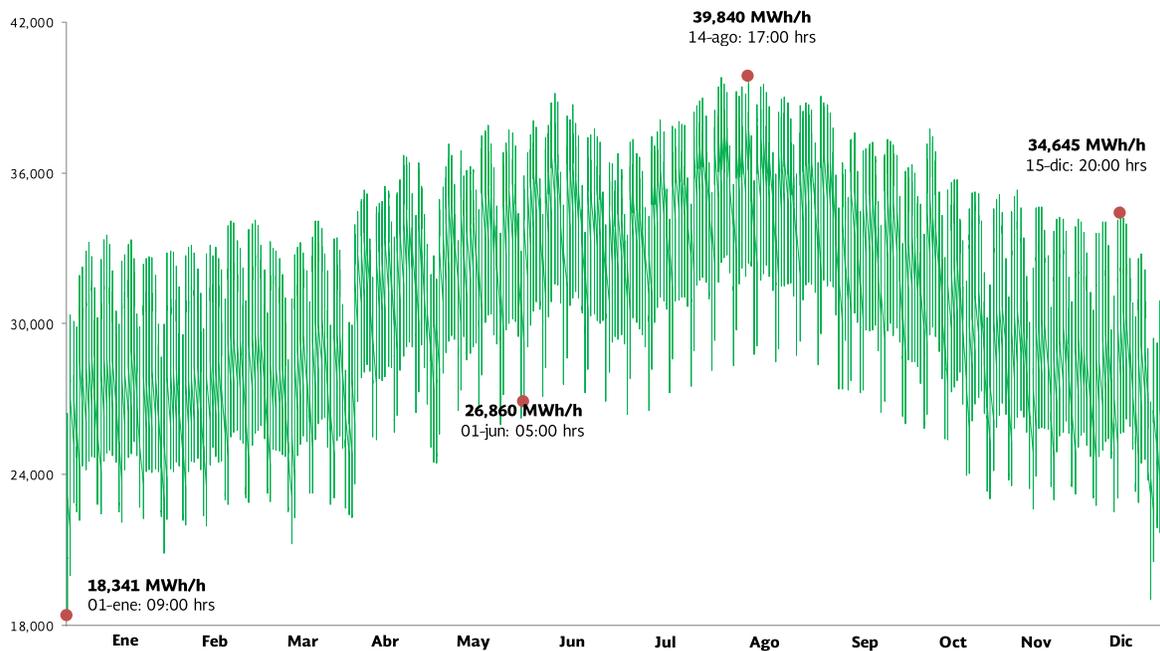
<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.1.1. CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2015**  
(Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**GRÁFICO 3.1.2. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2015**  
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**TABLA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE 2015**  
 (Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Máxima
Central	6,932
Oriental	7,985
Occidental	4,144
Noroeste	3,936
Norte	9,151
Noreste	6,082
Peninsular	1,611
<b>SIN</b>	<b>39,840</b>
Baja California	2,374
Baja California Sur <sup>1/</sup>	435
<b>SEN<sup>2/</sup></b>	<b>42,649</b>

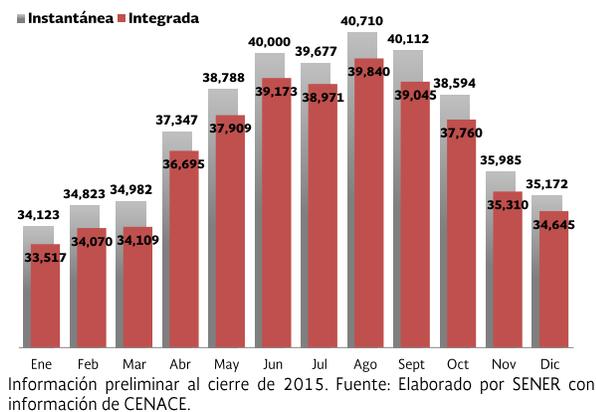
<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup> Bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén interconectadas. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**MAPA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2015**  
 (Megawatt-hora/hora)



<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

### GRÁFICO 3.1.3. DEMANDA MÁXIMA MENSUAL INSTANTÁNEA E INTEGRADA DEL SIN 2015 (Megawatt; Megawatt-hora/hora)



## 3.2. Pronóstico del consumo y la demanda de energía eléctrica

De acuerdo con el artículo Décimo Tercero Transitorio del Reglamento de la LIE, corresponde al CENACE realizar la estimación de la demanda y consumo eléctrico de los centros de la demanda y consumo eléctrico de los centros de la demanda, para fines de planeación del despacho y operación del SEN, por un periodo máximo de dos años contados a partir del inicio de operaciones del MEM.

Los pronósticos de consumo y demanda eléctrica son el insumo inicial para la elaboración del PIIRCE y del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión, que llevan a cabo tanto la SENER como el CENACE<sup>61</sup>.

Como parte del proceso general para la elaboración del PRODESEN, la SENER proporciona al CENACE los escenarios de crecimiento económico y los pronósticos de los precios de combustibles para la generación eléctrica<sup>62</sup>, con la finalidad de alinear las trayectorias futuras de las variables estratégicas que definen la planeación del SEN.

El CENACE obtiene los pronósticos de consumo de energía eléctrica por medio de la agregación de variables que determinan dicho consumo. Con estas variables y con el apoyo de métodos de suavización de series de tiempo y modelos de regresión lineal, proyecta el consumo de energía eléctrica de las

regiones de control y del SEN. Posteriormente, aplica los factores de carga típicos o históricos a las proyecciones de consumo de energía eléctrica de cada región de control para estimar la demanda máxima integrada.

### Variables estadísticas para el pronóstico de consumo y demanda de energía eléctrica

- **Consumo de Energía (GWh):** total anual de ventas de energía, autoabastecimiento remoto, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, importación, reducción de pérdidas y usos propios (ver Anexo, Tabla 3.2.1. y 3.2.2.).
- **Consumo Final (GWh):** total anual de ventas de energía eléctrica y autoabastecimiento remoto, consumidos por los usuarios finales del sector eléctrico (ver Anexo, Tabla 3.2.3.).
- **Curva de demanda horaria o Curva de carga (MWh/h):** variación secuencial de la demanda de potencia horaria en un intervalo de tiempo determinado.
- **Curva de duración de carga (MWh/h):** demanda de energía eléctrica que conforma la curva de carga, y se encuentra ordenada de mayor a menor.
- **Curva de referencia (MWh/h):** curva de duración de carga que excluye los valores atípicos de demanda causados por efectos aleatorios como huracanes u otras situaciones meteorológicas extraordinarias, condiciones de emergencia, efectos por falla en equipo eléctrico, entre otros.
- **Demanda máxima bruta (MWh/h):** potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de centrales generadoras (ver Anexo, Tabla 3.2.4.).
- **Demanda Máxima Integrada (MWh/h):** es la integración de la carga horaria durante un año.
- **Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto (GWh):** suministro de carga a través de la red de transmisión del servicio público, a

<sup>61</sup> De conformidad con el artículo 5 del Reglamento de la LIE.

<sup>62</sup> Ver Figura 1.2.1 en el capítulo 1.

proyectos de autoabastecimiento, localizados en un sitio diferente a la central generadora (ver Anexo, Tabla 3.2.5.).

- **Energía eléctrica neta (GWh):** energía total entregada al SEN, equivalente a la suma de la generación neta de las centrales eléctricas, la energía de importación de otros sistemas eléctricos, y la adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.
- **Factor de carga (%):** relación entre el consumo en un periodo específico y el consumo que resultaría de considerar la demanda máxima de forma continua en ese mismo periodo.
- **Pérdidas no-técnicas (GWh):** energía que pierde un sistema eléctrico por usos ilícitos, errores de medición o de facturación (ver Anexo, Tabla 3.2.6.).
- **Pérdidas técnicas (GWh):** energía que se disipa en forma de calor en los procesos de transmisión, transformación y distribución (ver Anexo, Tabla 3.2.6.).
- **Población:** número total de habitantes en el territorio nacional durante un año (ver Anexo, Tabla 3.2.7.).
- **Precio medio de electricidad (\$/kWh):** promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo al sector tarifario en cada región de control (ver Anexo, Tabla 3.2.8.).
- **Producto Interno Bruto (\$ a precios reales):** valor anual de la producción de bienes y servicios del país.
- **Usuarios finales:** número total anual de usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control<sup>63</sup> (ver Anexo, Tabla 3.2.9.).
- **Ventas (GWh):** energía eléctrica anual facturada a los usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.

<sup>63</sup> Los sectores tarifarios son los siguientes: residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana empresa y gran empresa.

## Metodología para la elaboración del pronóstico de consumo de energía eléctrica 2016-2030

El CENACE, previo a la elaboración del pronóstico, realiza la agregación anual del consumo final, el precio medio de la electricidad y los usuarios finales, para cada región de control, de los 13 años anteriores al año de inicio de la planeación.

### 1) Definición de variables

$$CF_{x,y} = VE_{x,y} + EAR_{x,y}$$

$$PM_{x,y}$$

$$US_{x,y}$$

$$\forall x = 1, \dots, 10; \forall y = -12, \dots, 0$$

Donde:

**CF<sub>x,y</sub>:** consumo final de energía de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

**VE<sub>x,y</sub>:** venta de energía de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

**EAR<sub>x,y</sub>:** energía de autoabastecimiento remoto de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

**PM<sub>x,y</sub>:** precio medio de electricidad de la región de control **x** en el año **y** (\$/kWh).

**US<sub>x,y</sub>:** usuarios finales de la región de control **x** en el año **y**.

**x:** 1, ..., 10 regiones de control.

**y:** -12, ..., 0. 13 últimos años con información disponible (-12 = 2003, ... 0 = 2015).

### 2) Métodos de pronóstico para estimar el consumo final, precio medio de la electricidad y usuarios finales 2016-2030

El CENACE considera dos métodos de pronóstico para obtener los valores estimados del consumo final, precio medio de la electricidad y usuarios finales:

**Suavización exponencial:** consiste en la estimación de valores futuros de la serie de tiempo de una variable a partir de la información histórica, sin especificar otros factores que determinen su

comportamiento. Por lo tanto, sólo se toma en cuenta el patrón sistemático de la variable de estudio de acuerdo a sus componentes: tendencia, estacionalidad o ambos<sup>64</sup>.

**Modelo ARIMA:** análisis de las propiedades probabilísticas o estocásticas de las series de tiempo de una variable, para identificar el patrón de valores pasados o rezagados de la misma variable (asociados a procesos autorregresivos – AR – y de media móvil – MA –) que permita obtener la predicción futura de la variable<sup>65</sup>.

### 3) Modelo de estimación del consumo de energía eléctrica 2016-2030

El CENACE formula la siguiente ecuación de regresión múltiple para determinar el consumo de energía eléctrica de cada región de control, en un horizonte de 15 años, para los escenarios bajo, planeación y alto:

$$\widehat{CE}_{x,y} = \beta_0 + \beta_1 \widehat{CF}_{x,y} + \beta_2 \widehat{PM}_{x,y} + \beta_3 \widehat{US}_{x,y} + \beta_4 \widehat{PIB}_y + \epsilon$$

$$\forall x = 1, \dots, 10; \forall y = 1, \dots, 15$$

Donde:

$\widehat{CE}_{x,y}$ : pronóstico de consumo de energía eléctrica (GWh/año)

$\widehat{CF}_{x,y}$ : pronóstico de consumo final (GWh/año)

$\widehat{PM}_{x,y}$ : pronóstico de precio medio de electricidad (\$/kWh)

$\widehat{US}_{x,y}$ : pronóstico de usuarios finales (promedio anual)

$\widehat{PIB}_y$ : pronóstico de Producto Interno Bruto, para determinar con base en su tasa de crecimiento, la trayectoria de los escenarios bajo, planeación y alto.

$\epsilon$ : Término de error

$x$ : 1, ..., 10 regiones de control

<sup>64</sup> Las principales técnicas de suavización exponencial son: Exponencial Simple; Exponencial ajustada a la tendencia (Método de Holt); Exponencial Simple de Respuesta Adaptativa; Exponencial Cuadrática (Método de Brown); Exponencial Triple (Método de Winters). Se selecciona el pronóstico de las variables cuya técnica arroje el menor valor del coeficiente "U de Theil". Janert, Philipp (2010); Data Analysis with Open Source Tools (1 edition), Sebastopol, CA: O'Reilly.

<sup>65</sup> Johnston, J. y Dinardo, J. (1997) Econometric Methods, (4ta Edición) New York: Mc Graw-Hill.

$y$ : 1, ..., 15 años con información disponible (1= 2016, ... 15=2030)

Finalmente, se suman los pronósticos anuales de cada región de control para obtener el consumo de energía eléctrica del SEN:

$$\widehat{CE}_{SENY} = \sum_{i=1}^{10} \widehat{CE}_{x,y}; \forall y = 1, \dots, 15$$

Donde  $\widehat{CE}_{SENY}$  es el pronóstico de consumo del SEN en el año  $y$ .

### Metodología para la elaboración del pronóstico de demanda de energía eléctrica 2016-2030

#### 1) Determinación de la Demanda Máxima Integrada de Energía Eléctrica

La proyección de la demanda máxima integrada anual de cada región de control se obtiene a partir de la estimación anual del consumo de energía eléctrica de las regiones de control, con base en la metodología descrita en la sección anterior, y el factor de carga típico de cada región de control:

$$\widehat{DMI}_{x,y} = \frac{\widehat{CE}_{x,y}}{hr \times FC_x}; \forall x = 1, \dots, 10; \forall y = 1, \dots, 15$$

Donde:

$\widehat{DMI}_{x,y}$ : pronóstico de demanda máxima integrada de la región de control  $x$  para el año  $y$  (MWh/h).

$FC_x$ : Factor de carga de la región de control  $x$ .

$hr$ : 8,760 horas en un año o 8,784 horas en un año bisiesto.

$x$ : 1, ..., 8 regiones de control en el SIN.

$y$ : 1, ..., 15 años con información disponible (1= 2016, ... 15=2030).

#### 2) Determinación de la Demanda Horaria de Energía Eléctrica

La demanda horaria de cada una de las siete regiones de control del SIN se obtiene al aplicar el patrón horario anual de la curva referencia de las regiones de control, a la demanda máxima integrada de energía eléctrica. Mediante este cálculo se obtienen las demandas horarias de cada una de las siete regiones

de control del SIN que, al agruparse, determinan la demanda horaria total del SIN.

$$\widehat{DH}_{x,h} = \frac{\widehat{DMI}_{x,y}}{hr \times Cr_{x,h}}$$

$$\forall x = 1, \dots, 8; \forall y = 1, \dots, 15; \forall h = 1, \dots, 24$$

Donde:

$\widehat{DH}_{x,h}$ : demanda horaria de la región de control  $x$  (MWh/h).

$Cr_{x,h}$ : curva de referencia horaria de la región  $x$ .

### 3.3. Resultados

#### Consumo

De acuerdo con el escenario de planeación, el consumo de energía eléctrica del SEN proyecta un crecimiento medio anual de 3.4% entre 2016 y 2030. Las regiones de control con mayor crecimiento en su consumo serán Baja California Sur, Noroeste, Noreste y Peninsular, con tasas superiores al crecimiento medio de todo el sistema (ver Mapa 3.3.1.; Anexo, Tablas 3.3.1. a 3.3.4.).

#### Demanda Máxima Integrada

Con base en las estimaciones del escenario de planeación, la demanda máxima integrada del SIN proyecta un crecimiento medio anual de 3.7% entre 2016 y 2030. Las regiones de control con mayor crecimiento en su demanda máxima serán Baja California Sur, Noroeste, Noreste y Peninsular, con tasas superiores al crecimiento medio de todo el sistema (ver Mapa 3.3.2.; Anexo, Tablas 3.3.5. a 3.3.8.).

#### Escenarios de estudio

El CENACE analiza los efectos de la estacionalidad y diversidad de la demanda de energía eléctrica en diferentes puntos de operación, para llevar a cabo los estudios de red que definirán la planeación de la RNT, correspondiente a la infraestructura y refuerzos de la red eléctrica que garanticen la interconexión de los proyectos de centrales eléctricas y la conexión de

centros de carga en el mediano (2016-2021) y largo plazo (2016-2030)<sup>66</sup>.

Para lo anterior, el CENACE define los siguientes escenarios con base en el comportamiento histórico registrado de la demanda eléctrica y el comportamiento operativo en las regiones de control (ver Anexo, Tabla 3.3.9.):

- **Demanda Máxima de Verano (17:00 hrs):** durante los meses de junio y agosto, se registran las demandas máximas anuales en Noroeste, Norte, Noreste, Baja California, Baja California Sur y Mulegé. Se evalúan las condiciones futuras del sistema eléctrico bajo este escenario de demanda máxima, para prever congestiones, sobrecargas, bajos voltajes y pérdidas técnicas; y consecuentemente, determinar los refuerzos en la red de transmisión, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva.
- **Demanda Máxima Nocturna de Verano (22:00 hrs):** durante los meses de junio y agosto, la demanda máxima coincidente de las regiones Noroeste, Norte y Noreste, presenta un máximo nocturno con magnitud similar al de la tarde. Se evalúan las condiciones futuras del sistema eléctrico bajo este escenario de demanda máxima, para coordinar la sustitución del suministro de generación solar por centrales eléctricas locales, identificar cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de la tarde y de la noche, y controlar los perfiles de tensión y saturación de la red de transmisión.
- **Demanda Máxima de Invierno (20:00 hrs):** durante los meses de diciembre y enero, se registra la demanda máxima anual en la región de control Central (Ciudad de México y Zona Metropolitana), la cual se caracteriza por contar con redes eléctricas de alta densidad de carga y un déficit en el balance carga-generación. Por lo anterior, se evalúan las condiciones futuras del sistema eléctrico bajo este escenario de demanda máxima, para prever la estabilidad de voltaje en la Zona Metropolitana de la Ciudad de

<sup>66</sup> Los resultados de los estudios de red se presentan en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2016-2030.

México mediante la modernización de la infraestructura eléctrica (transmisión y transformación), y compensación de potencia reactiva capacitiva.

- **Demanda Media de Invierno (15:00 hrs):** durante los meses de diciembre y enero, se registra un descenso en las demandas de las regiones de control del norte del país. Se evalúan las condiciones futuras del sistema eléctrico bajo este escenario de demanda media, para identificar los refuerzos en la red de transmisión y transformación, y evitar una posible saturación de enlaces del norte al sur del país, por el incremento de generación solar durante la tarde y los excedentes de generación eléctrica convencional en estas regiones.
- **Demanda Mínima de Invierno (04:00 hrs):** durante los meses de diciembre y enero, se registran las demandas mínimas anuales en el SIN. Se evalúan las condiciones futuras del sistema eléctrico bajo este escenario de demanda mínima, para identificar los requerimientos de compensación de potencia

reactiva inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión, derivados de la desconexión de centrales hidroeléctricas y reducción del despacho de generación eléctrica convencional.

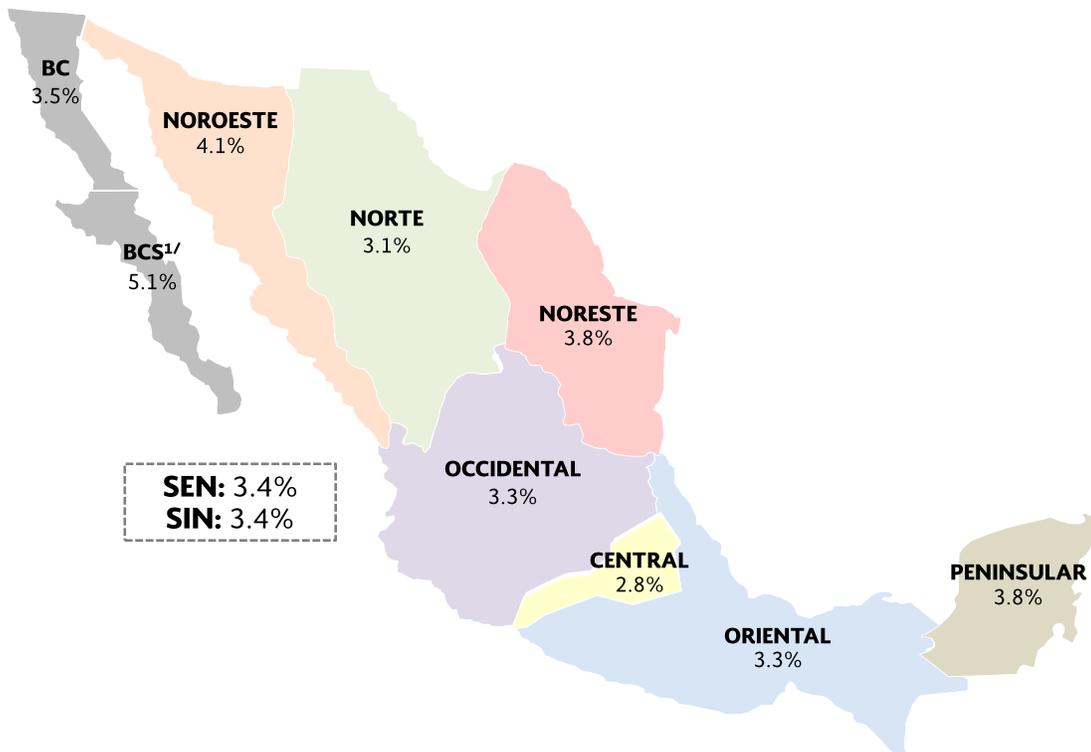
### Curvas de demanda

Con base en los pronósticos de demanda máxima integrada, se presentan las curvas de demanda horaria (curva de carga) y las curvas de duración de carga del SIN para los años 2016 y 2021 (ver Gráficos 3.3.1. y 3.3.2.).

### Horas críticas

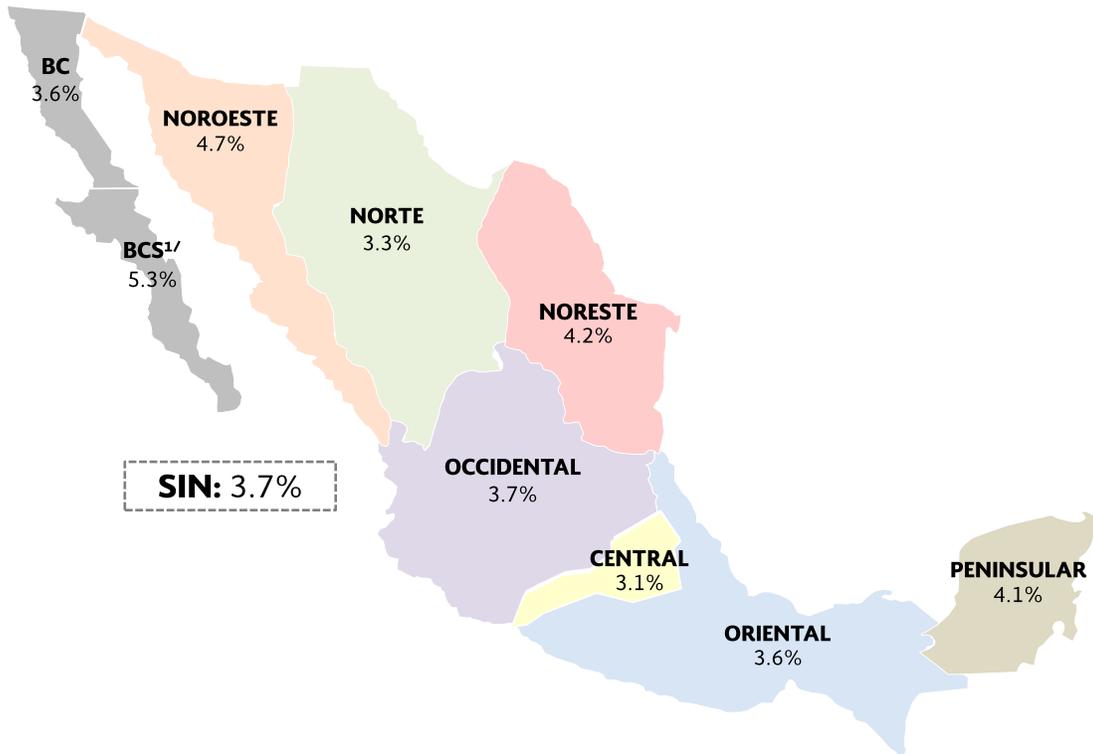
De acuerdo con los pronósticos de demanda máxima integrada, se presentan las horas críticas previstas en el SIN y las regiones de control para 2021, las cuales se refieren a las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o región de control correspondiente (ver Gráfico 3.3.3.; Anexo, Gráficos 3.3.4. a 3.3.13.).

**MAPA 3.3.1. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2016-2030 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)**



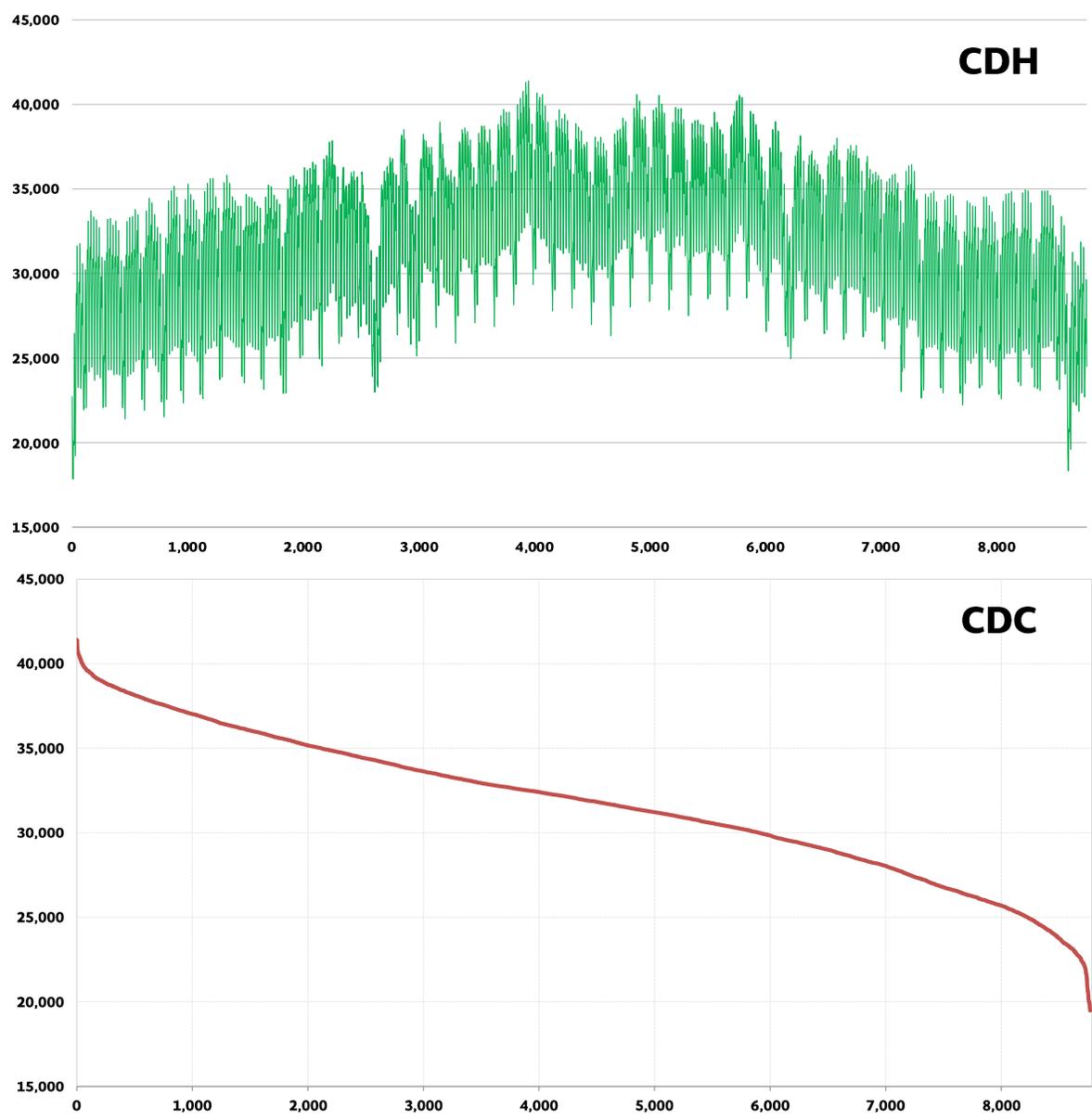
<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegú. <sup>2/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

MAPA 3.3.2. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2016-2030 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)



<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

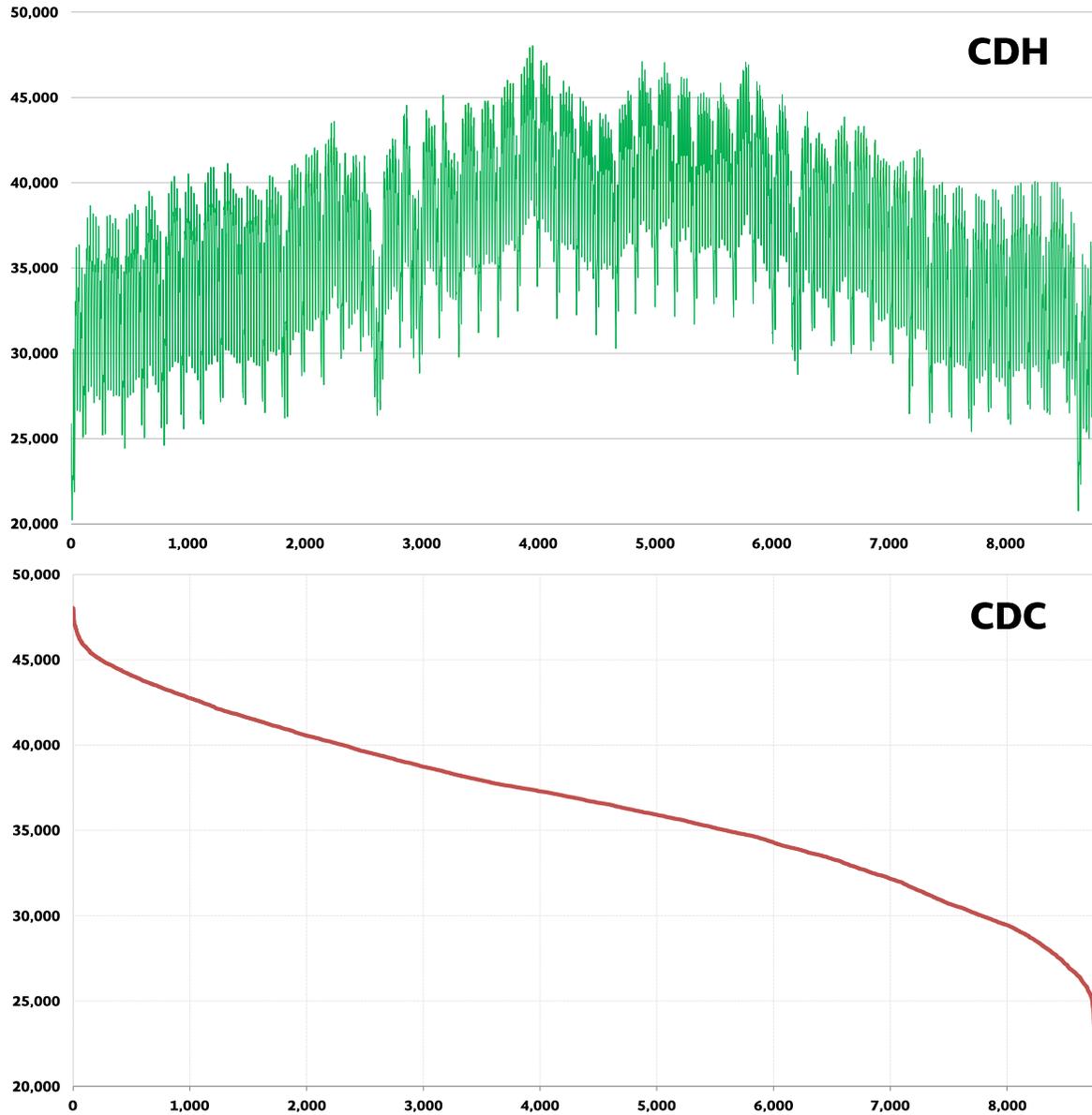
**GRÁFICO 3.3.1. CURVA DE DEMANDA HORARIA (CDH) Y DE DURACIÓN DE CARGA (CDC) DEL SIN 2016 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)**  
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

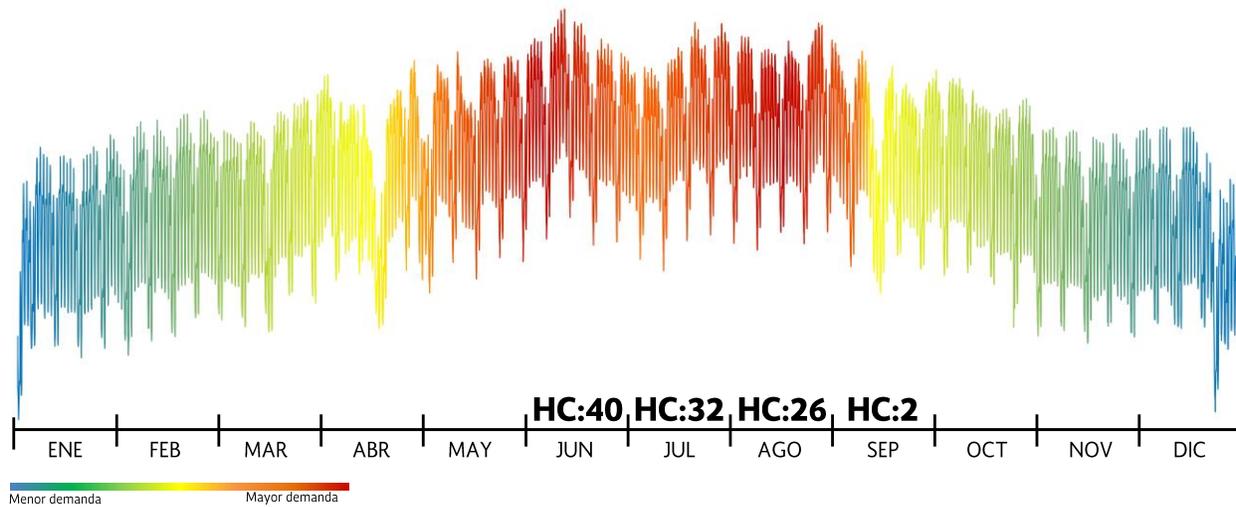
GRÁFICO 3.3.2. CURVA DE DEMANDA HORARIA (CDH) Y DE DURACIÓN DE CARGA (CDC) DEL SIN 2021  
(ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.3. HORAS CRÍTICAS (HC) DEL SIN 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.



# PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS (PIIRCE)

De acuerdo con el artículo 4 de la LIE, la generación es una actividad en régimen de libre competencia, y para su planeación de largo plazo se elabora el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2016-2030 (PIIRCE), el cual contiene la referencia sobre las capacidades por tipo de tecnología y ubicación geográfica de las nuevas unidades de generación necesarias para satisfacer la demanda de energía eléctrica del país, además de las unidades o centrales eléctricas notificadas por los generadores para su retiro<sup>67</sup>.

El PIIRCE no es un requisito para la instalación o retiro de centrales eléctricas, y no generará el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las centrales eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dicho programa<sup>68</sup>. Asimismo, el PIIRCE es un insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD, y proporciona información para la toma de decisiones de los Participantes del Mercado, los Transportistas, los Distribuidores, las autoridades involucradas, el público en general e inversionistas.

El PIIRCE es resultado del ejercicio de planeación de largo plazo que consiste en encontrar la combinación más económica de nuevas inversiones de generación necesarias para satisfacer la demanda y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, que minimice el costo total (inversión y operación) del SEN.

## 4.1. Insumos para la planeación

### Referencias

#### Regiones de control

El SEN está integrado por 10 regiones de control, de las cuales 7 se encuentran interconectadas y conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En estas regiones de control se concentra el mayor consumo de energía eléctrica, por lo que el intercambio de los recursos y reservas de capacidad

ante la diversidad de demandas y situaciones operativas, hace posible un funcionamiento más económico y confiable.

Las 3 regiones de control, Baja California, Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica nacional (sistemas aislados) y se espera que se conecten al SEN a partir de 2021 (ver Mapa 4.1.1.).

En el ejercicio de planeación, las centrales eléctricas y los proyectos de generación que son considerados en la elaboración del PIIRCE se clasifican de acuerdo a la región de control a la que pertenecen.

#### Regiones de transmisión

El SEN se integra en 53 regiones de transmisión, cuyos enlaces se representan mediante líneas y subestaciones de la red troncal en 400 y 230 kV. En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la capacidad de transmisión de los enlaces bajo condiciones de demanda máxima. Cada unidad de generación y su interconexión se asigna a una de las regiones de transmisión para representar el sistema eléctrico en el modelo de optimización (ver Mapa 4.1.2. y Tabla 4.1.1.).

#### Red Nacional de Gasoductos

La infraestructura actual y futura de gasoductos es una referencia para la planeación del SEN, al tomar en cuenta la oferta de gas natural en la generación de energía eléctrica.

En octubre de 2015, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) publicó el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal)<sup>69</sup>, aprobado por la SENER, el cual constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo.

El Plan Quinquenal considera una expansión del sistema de 5,159 kilómetros de 12 nuevos

<sup>67</sup> De conformidad con el artículo 18 de la LIE.

<sup>68</sup> De conformidad con el artículo 7 del Reglamento de la LIE.

<sup>69</sup> Plan Quinquenal: [www.cenagas.gob.mx](http://www.cenagas.gob.mx).

gasoductos con una inversión total estimada de 8,313 millones de dólares (mdd), con base en los proyectos contenidos en el Programa Nacional de Infraestructura 2014 – 2018 (PNI)<sup>70</sup>, 10 se clasifican como estratégicos y 2 de cobertura social (ver Tabla 4.1.2.; Anexo, Tablas 4.1.3. a 4.1.7., y Mapa 4.1.3.).

### Escenarios de largo plazo

El ejercicio de planeación permite configurar un conjunto de escenarios futuros posibles, alineados a la evolución estimada y ajustada de las variables de carácter estratégico, como son los precios de los combustibles, la demanda y el consumo de energía eléctrica. Se consideraron cuatro posibles escenarios en el ejercicio de planeación:

**Bajo:** trayectoria económica de planeación de la generación bajo el supuesto de un menor crecimiento del PIB, de los precios de combustibles, de la demanda y consumo de energía eléctrica, cuyo efecto se reflejará en: i) una reducción en la inversión de proyectos para integrar nueva capacidad de generación y transmisión; y, ii) una reducción en los costos del sistema.

**Medio o de planeación:** trayectoria económica de planeación de la generación alineada a los criterios de política pública en relación con el crecimiento económico y metas de Energías Limpias.

**Alto:** trayectoria económica de planeación de la generación bajo el supuesto de un mayor crecimiento del PIB, de los precios de combustibles, de la demanda y consumo de energía eléctrica, cuyo efecto se reflejará en: i) un incremento en la inversión de proyectos para integrar nueva capacidad de generación y transmisión; y, ii) un incremento en los costos del sistema.

**Base:** trayectorias económicas de planeación de la generación que recoge los supuestos de los escenarios Bajo, Medio y Alto, sin la restricción al cumplimiento de las metas de Energías Limpias, los cuales sirven como referente para la comparación en los costos del SEN.

Es importante destacar que los escenarios bajo, medio y alto se elaboraron con base en los Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (CGPE) correspondientes al

<sup>70</sup> PNI: [www.gob.mx/presidencia/acciones-y-programas/programa-nacional-de-infraestructura-2014-2018](http://www.gob.mx/presidencia/acciones-y-programas/programa-nacional-de-infraestructura-2014-2018).

Ejercicio Fiscal 2016<sup>71</sup>, en los que se establecen la estrategia y los objetivos macroeconómicos del Ejecutivo Federal para cada ejercicio fiscal.

### Pronósticos

Los pronósticos de demanda y consumo de electricidad constituyen un insumo fundamental para determinar la infraestructura eléctrica requerida que satisfaga el consumo de energía eléctrica en el periodo de planeación de 15 años y se realizan para tres escenarios de estudio: bajo, medio o de planeación y alto.

Para realizar dichos pronósticos, se establecieron las evoluciones esperadas de la actividad económica (Producto Interno Bruto) y de los precios de combustibles.

El pronóstico del Producto Interno Bruto (PIB) se elaboró con base en las directrices definidas por la SHCP mediante los Criterios Generales de Política Económica.

Los pronósticos de los precios de combustibles se elaboraron a partir de las estimaciones de PIRA Energy Group<sup>72</sup>, y con base en las metodologías oficiales vigentes emitidas por la CRE<sup>73</sup>.

Lo anterior es el resultado del proceso de colaboración en el cual participan diferentes áreas responsables en la planeación del sector energético.

### Producto Interno Bruto (PIB)

Durante 2016-2030, se espera que la economía nacional registre un crecimiento medio anual de 4.1% (ver Anexo, Gráfico 4.1.1.).

### Precios de Combustibles

Para el periodo 2016-2030, las trayectorias de precios de combustibles, con base en la información de referentes nacionales y de importación, son las siguientes:

- **Carbón:** se estima un crecimiento medio anual de 3.8% (ver Gráfico 4.1.2.).

<sup>71</sup> CGPE: [www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/finanzas\\_publicas\\_criterios/cgpe\\_2016.pdf](http://www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/finanzas_publicas_criterios/cgpe_2016.pdf)

<sup>72</sup> PIRA Energy Group: [www.pira.com](http://www.pira.com).

<sup>73</sup> Metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural: [www.cre.gob.mx/resolucion.aspx?id=7836](http://www.cre.gob.mx/resolucion.aspx?id=7836)

- **Combustóleo:** se estima un crecimiento medio anual de 5% (ver Gráfico 4.1.2.).
- **Crudo:** se estima un crecimiento medio anual de 4.3% para el precio de West Texas Intermediate (WTI), 4.7% para el precio de Brent, y 4.9% para el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) (ver Gráfico 4.1.3.).
- **Diésel:** se estima un crecimiento medio anual de 3.2% (ver Gráfico 4.1.2.).

- **Gas natural:** se estima un crecimiento medio anual de 2.6% y 3.3% para el precio de gas natural licuado (ver Gráfico 4.1.2.).

### Pronósticos de Demanda y Consumo de energía eléctrica

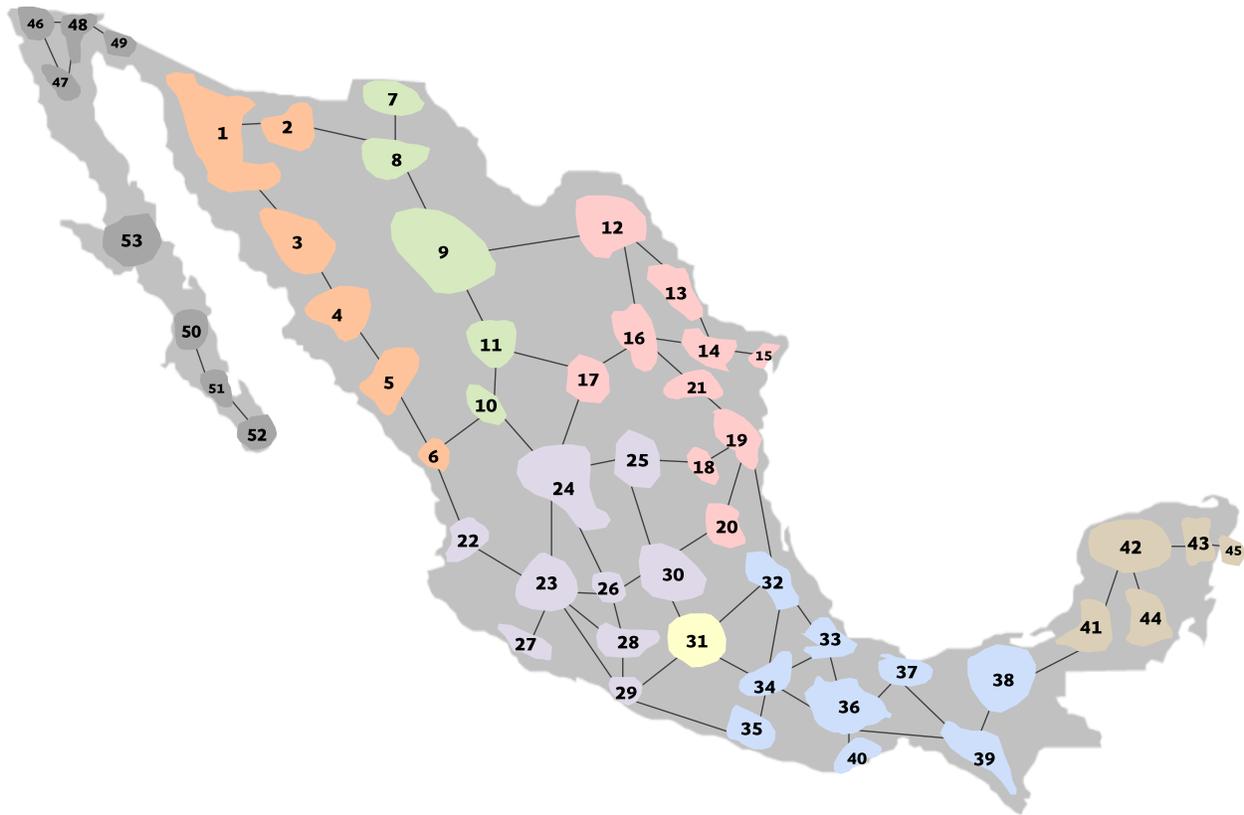
De acuerdo con las estimaciones de demanda máxima, se espera un crecimiento medio anual de 3.7% en el SIN, de 3.6% en Baja California y de 5.3% en Baja California Sur, para los próximos 15 años (ver Gráficos 4.1.4., 4.1.5. y 4.1.6.). En relación con el consumo bruto del SEN, se estima un crecimiento medio anual de 3.4% en el periodo de planeación (ver Gráfico 4.1.7.).

**MAPA 4.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

MAPA 4.1.2. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 4.1.1. NOMBRES DE LAS REGIONES DE TRANSMISIÓN

No.	Nombre	No.	Nombre	No.	Nombre
1	Hermosillo	21	Güémez	41	Lerma <sup>2/</sup>
2	Cananea <sup>1/</sup>	22	Tepic	42	Mérida
3	Obregón	23	Agdalajara	43	Cancún
4	Los Mochis	24	Aguascalientes	44	Chetumal
5	Culiacán	25	San Luis Potosí	45	Cozumel <sup>3/</sup>
6	Mazatlán	26	Salamanca	46	Tijuana
7	Juárez	27	Manzanillo	47	Ensenada
8	Moctezuma	28	Carapan	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	Mulegé <sup>4/</sup>
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		

<sup>1/</sup> Antes Nacozari. <sup>2/</sup> Antes Campeche. <sup>3/</sup> Se integra Cozumel. <sup>4/</sup> Antes Loreto. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

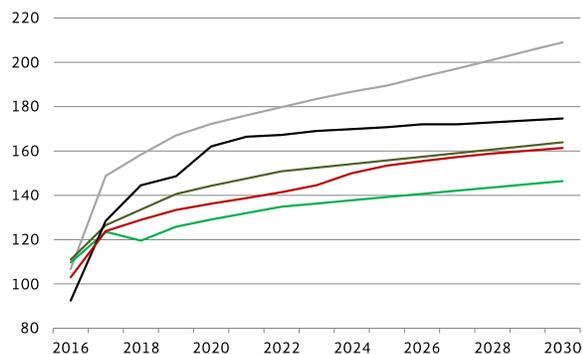
**TABLA 4.1.2. PLAN QUINQUENAL 2015-2019**

No.	Proyecto	Estados beneficiados	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (mmd)	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada de entrada en operación	Estatus
<b>ESTRATÉGICOS</b>							
1	Tuxpan - Tula	Hidalgo Puebla Veracruz	263	458*	2015	2017	Adjudicado mediante licitación por la CFE
2	La Laguna - Aguascalientes	Aguascalientes Zacatecas Durango	600	473*	2016	2017	Adjudicado mediante licitación por la CFE
3	Tula - Villa de Reyes	Hidalgo San Luis Potosí	295	554*	2015	2017	Adjudicado mediante licitación por la CFE
4	Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara	Aguascalientes Jalisco San Luis Potosí	355	294*	2015	2017	Adjudicado mediante licitación por la CFE
5	San Isidro - Samalayuca	Chihuahua	23	109*	2015	2017	Adjudicado mediante licitación por la CFE
6	Samalayuca - Sásabe	Chihuahua Sonora	650	571*	2015	2017	Adjudicado mediante licitación por la CFE
7	Jáltipan - Salina Cruz	Oaxaca Veracruz	247	643	2015	2017	En proceso de evaluación
8	Sur de Texas - Tuxpan	Tamaulipas Veracruz	800	3,100	2015	2018	En proceso de licitación
9	Colombia - Escobedo	Nuevo León	300	1,632	2016	2018	En proceso de evaluación
10	Los Ramones - Cempoala	Nuevo León Tamaulipas Veracruz	855	1,980	2017	2019	En evaluación
	Estación de compresión El Cabrito	Chihuahua Nuevo León	N/A	60	2015	2016	En proceso de evaluación
<b>COBERTURA SOCIAL</b>							
11	Lázaro Cárdenas - Acapulco	Michoacán Guerrero	331	456	2016	2018	En proceso de evaluación
12	Salina Cruz - Tapachula	Chiapas Oaxaca	440	442	2016	2018	En proceso de evaluación
<b>TOTAL</b>			<b>5,159</b>	<b>8,313</b>			

\* Monto de inversión estimado por el ganador en la licitación del proyecto. Fuente: Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019. Actualizado al 30 de abril de 2016.

**GRÁFICO 4.1.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2016-2030. ESCENARIO PLANEACIÓN**

(Índice Base 2015 = 100)

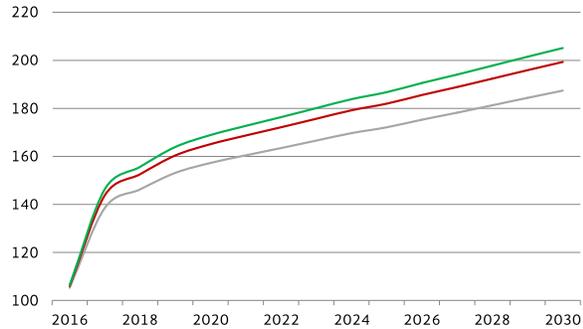


Escenario	TMCA <sup>1/</sup> (%)		
	Bajo	Planeación	Alto
<b>Carbón</b>	3.6	3.8	4.2
<b>Combustóleo</b>	2.3	5.0	10.2
<b>Diésel</b>	0.9	3.2	3.6
<b>Gas Natural</b>	2.2	2.6	5.4
<b>Gas Natural Licuado</b>	3.0	3.3	2.0

<sup>1/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER.

**GRÁFICO 4.1.3. PRECIOS DEL CRUDO 2016-2030. ESCENARIO PLANEACIÓN**

(Índice Base 2015 = 100)

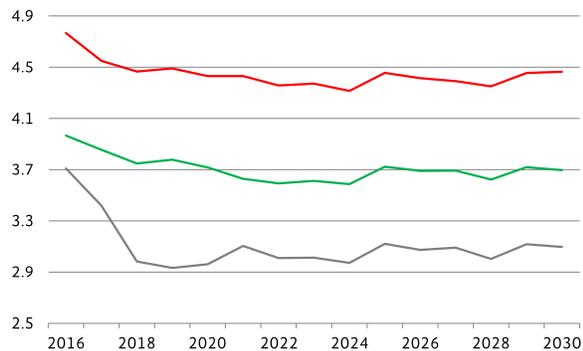


Escenario	TMCA <sup>1/</sup> (%)		
	Bajo	Planeación	Alto
WTI	2.0	4.3	9.2
Brent	2.4	4.7	9.5
Mezcla Mexicana	2.4	4.9	10.1

<sup>1/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER.

**GRÁFICO 4.1.4. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN 2016-2030**

(Porcentaje)

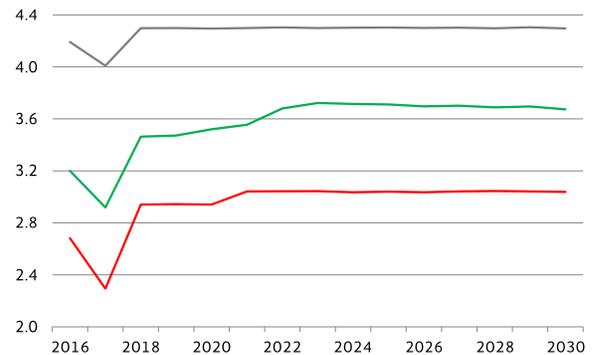


Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	3.1	3.7	4.4

<sup>1/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**GRÁFICO 4.1.5. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE BAJA CALIFORNIA 2016-2030**

(Porcentaje)

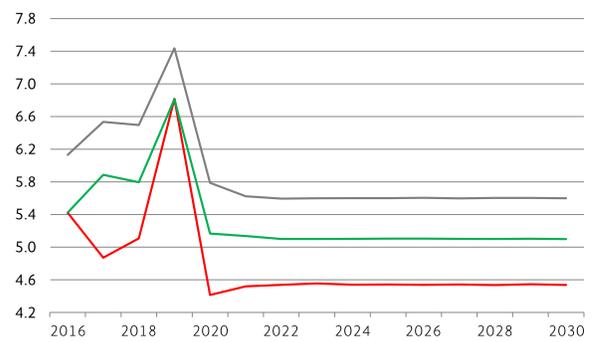


Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	2.9	3.6	4.3

<sup>1/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**GRÁFICO 4.1.6. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE BAJA CALIFORNIA SUR 2016-2030**

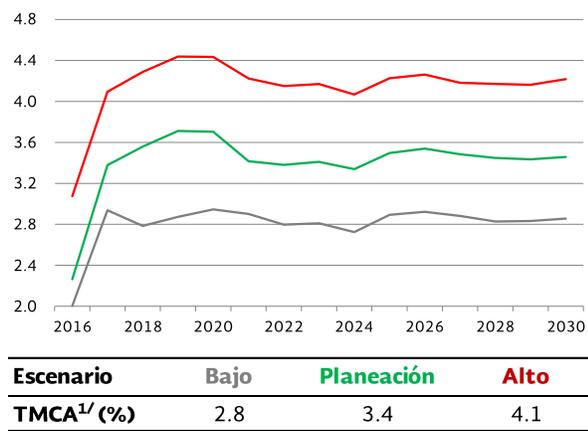
(Porcentaje)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	4.8	5.3	5.9

<sup>1/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Incluye a la Paz y Mulegé. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**GRÁFICO 4.1.7. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2016-2030**  
(Porcentaje)



<sup>1/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

## 4.2. Criterios para la elaboración del PIIRCE

### Catálogo de proyectos

#### Categorías de proyectos de generación

El catálogo de proyectos de generación consta de 1,622 unidades de generación, las cuales se clasificaron en 4 categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación<sup>74</sup>.

- **En operación:** corresponde a las centrales eléctricas del SEN, que operaron de forma regular o iniciaron operaciones durante el año 2015, de acuerdo a la información reportada por CENACE y CRE.
- **Firme:** corresponde a los proyectos de generación que no están sujetos a la optimización del modelo de planeación, por lo que se instalarán en la fecha indicada por los Generadores, siempre y cuando cumplan con los siguientes criterios<sup>75</sup>:

<sup>74</sup> El Anexo electrónico "Base de Datos\_PIIRCE 2016-2030" contiene la información de los proyectos de generación empleada para el ejercicio de planeación.

<sup>75</sup> Aviso: [www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/ProgramaRNT.aspx](http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/ProgramaRNT.aspx)

- Contar con un Contrato de Interconexión Legado para el caso de proyectos de generación vinculados con Centrales Eléctricas Legadas.
- Haber realizado el pago de estudio eléctrico de impacto del sistema, para los proyectos que optaron por el esquema individual de interconexión.
- Haber realizado el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por el esquema PRODESEN.
- Haber sido asignado en la Subasta de Largo Plazo SLP-01-2015.

- **Optimización:** corresponde a los proyectos de generación que no cumplen con la categoría Firme, es decir, sin solicitudes de factibilidad e interconexión en CENACE, que pueden contar o no, con permiso de generación ante la CRE, sujetos a la optimización del modelo de planeación.
- **Genérico:** corresponde a posibles centrales eléctricas candidatas asignadas en las diferentes regiones de transmisión en función del potencial de generación disponible, para cumplir con las Metas de Energías Limpias y enviar señales de mercado a los desarrolladores de proyectos interesados en realizar inversiones productivas dentro del sector eléctrico, sujetos a la optimización del modelo de planeación.

### Rehabilitación y modernización

La CFE programó la rehabilitación y modernización de 6 centrales eléctricas, consistente en realizar trabajos de mantenimiento o sustitución de los equipos y sistemas existentes que permite mejorar la eficiencia de las unidades generadoras, extender su vida útil y procurar la confiabilidad del sistema<sup>76</sup>.

Al cierre de 2015, se concluyó la rehabilitación y modernización de la Unidad 2 en Laguna Verde, y se espera que en el transcurso del periodo 2016-2019 se terminen las obras correspondientes (ver Anexo,

<sup>76</sup> Informe Anual 2014: [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/Paginas/Informe\\_Anuar\\_2014.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Informe_Anuar_2014.aspx)

Mapa 4.2.1.). En este caso, se tomó en cuenta la capacidad adicional prevista para las centrales incluidas en el programa de rehabilitación y modernización, como proyectos firmes en el modelo de planeación.

### Conversión de centrales termoeléctricas

La CFE programó la conversión de 7 unidades de generación termoeléctrica a combustión dual, con la finalidad de reducir el uso de combustóleo por gas natural, lo que permitirá disminuir el costo de los combustibles para estas centrales y el nivel de emisiones contaminantes al medio ambiente<sup>77</sup>.

Al cierre de 2015, se concluyó la conversión de 4 unidades y se espera que en el transcurso de 2016 se termine la conversión de las 3 unidades restantes (ver Anexo, Mapa 4.2.2.). En este caso, se tomó en cuenta la capacidad adicional prevista para las centrales incluidas en el programa de conversión dual, como proyectos firmes en el modelo de planeación.

### Catálogo de proyectos de transmisión

El catálogo de proyectos de transmisión consta de 68 enlaces de transmisión existentes, 15 enlaces propuestos, seis proyectos de enlaces firmes y 552 enlaces de transmisión genéricos, las cuales se clasificaron en 3 categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación<sup>78</sup>.

- **En operación:** corresponde a los enlaces actuales de transmisión del SEN.
- **Firme:** corresponde a los proyectos de líneas de transmisión propuestos por el CENACE para evaluar la interconexión de los sistemas aislados de la Península de Baja California con el SIN.
- **Propuesto:** corresponde a los enlaces que incrementarán su capacidad, derivado de la entrada en operación de nuevos proyectos de líneas de transmisión.
- **Genérico:** corresponde a posibles proyectos de líneas de transmisión en nivel de tensión de 230 kV y 400 kV, circuitos y conductores

<sup>77</sup> Informe Anual 2014:  
[http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/Paginas/Informe\\_Anuual\\_2014.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Informe_Anuual_2014.aspx)

<sup>78</sup> El Anexo electrónico "Base de Datos\_PIIIRCE 2016-2030" contiene la información de los proyectos de transmisión empleada para el ejercicio de planeación.

por fase, los cuales están sujetos a la optimización de la modelación.

### Tasas

#### Tasa de actualización

Se consideró una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados del sistema eléctrico<sup>79</sup>.

#### Tasa de retorno

Se consideró una tasa del 13.5% y 10%, para los proyectos de generación y de transmisión, respectivamente.

Esta tasa equivale al costo de capital de los proyectos o costo de oportunidad del capital propio de la empresa, la cual es la tasa anual que una empresa debe recibir sobre el valor de su inversión para mantener sus créditos, pagar rendimientos y garantizar la atracción de capital<sup>80</sup>.

#### Tipo de cambio

Tipo de cambio [pesos/dólar] promedio FIX a diciembre 2015 equivalente a 17.06 pesos por dólar<sup>81</sup>.

### Características básicas de los generadores

#### Parámetros técnicos

- **Capacidad Máxima (MW):** potencia medida en una unidad generadora, incluye la potencia para usos propios. La capacidad máxima para las centrales eléctricas en operación corresponde al valor reportado por CFE y la CRE<sup>82</sup>. Para los proyectos de generación es la capacidad bruta estimada a partir de la capacidad neta reportada en los avances

<sup>79</sup> De conformidad con el numeral 2.9 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

<sup>80</sup> Determinación del Costo de Capital, CRE: <http://www.cre.gob.mx/documento/costoscapital.pdf>.

<sup>81</sup> Banco de México: [www.banxico.org.mx](http://www.banxico.org.mx).

<sup>82</sup> Fuente: 1. Catálogo de Unidades Generadoras 2015 (CUG) de la CFE; 2. Reporte de operación de permisionarios al cierre de 2015 de la CRE.

constructivos para proyectos de CFE y PIE. Para los proyectos de los permisionarios se consideró la capacidad que reportan los permisos de generación otorgados por la CRE<sup>83</sup>.

- **Tasa de capacidad disponible (%):** capacidad máxima de una unidad generadora ponderada por una tasa de disponibilidad, que corresponde al porcentaje de la potencia de la unidad generadora que está en posibilidad de suministrar energía eléctrica en un periodo determinado. En el ejercicio de planeación se consideró un parámetro de disponibilidad para las unidades generadoras en función del tipo de tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.1.).
- **Eficiencia Térmica (%):** proporción de energía calorífica utilizada que se convierte en trabajo útil. La eficiencia térmica para las centrales eléctricas en operación corresponde al valor reportado por CFE y la CRE<sup>84</sup>. Para los proyectos de generación se consideró un parámetro de acuerdo al tipo de tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.2.).
- **Indisponibilidad (%):** proporción de la capacidad de una unidad generadora que deja de suministrar energía eléctrica por causas de mantenimiento, falla, degradación o causas ajenas. En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta un valor de referencia para la indisponibilidad por mantenimiento y salida forzada (falla, decremento y causas ajenas), para las centrales eléctricas en operación y proyectos de generación (ver Anexo, Tabla 4.2.3.).
- **Régimen Térmico (GJ/MWh):** relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad generadora en kcal/h, dado el consumo de combustible y la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en kW. En el ejercicio de planeación se calcularon en función de las eficiencias térmicas de las centrales eléctricas y proyectos de generación de acuerdo al tipo de tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.4.).

- **Tiempo medio de reparación (horas):** tiempo promedio que tarda una unidad generadora que ha fallado, en volver a estar en condiciones operativas. En el modelo de optimización se indicó un valor medio de 24 horas para las unidades generadoras.
- **Usos propios (%):** proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras. En el ejercicio de planeación se consideró un valor de referencia para los usos propios de las centrales eléctricas en operación y proyectos de generación, según su tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.5.).
- **Vida útil (años):** tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes. En el ejercicio de planeación se consideró un valor de referencia para las centrales eléctricas en operación y proyectos de generación, según su tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.6.).

## Costos

- **Curva de aprendizaje (%):** evolución esperada de los costos de inversión para los proyectos de generación, asociada a las mejoras tecnológicas en desarrollo para los sistemas y equipos, las economías de escala como resultado de dichas mejoras y a la disponibilidad de recurso primario para la producción y suministro de energía eléctrica. En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta las trayectorias para los proyectos de generación con tecnología geotérmica, solar fotovoltaica y termosolar (ver Anexo, Gráficos 4.2.1. a 4.2.3.)<sup>85</sup>.
- **Factor de valor presente al inicio de operación:** valor al cual se actualiza el costo de inversión de un proyecto de generación al inicio de operación, calculado a partir del programa anual de inversión durante el periodo de obra del proyecto. En el ejercicio de planeación se consideró un valor de referencia para cada proyecto de generación de acuerdo a su tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.7.).

<sup>83</sup> [www.cre.gob.mx/permisose.aspx](http://www.cre.gob.mx/permisose.aspx)

<sup>84</sup> 1. Catálogo de Unidades Generadoras 2015 (CUG) de la CFE; 2. Reporte de operación de permisionarios al cierre de 2015 de la CRE.

<sup>85</sup> Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch.

- **Falla (USD\$/MWh):** valor promedio por unidad de energía eléctrica demandada no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (pérdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada). En el ejercicio de planeación se consideró un valor de 2,610 USD\$/MWh<sup>86</sup>.
- **Fijos de operación y mantenimiento, FO&M (USD\$/kW-año):** incluyen los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros. En el ejercicio de planeación se consideró un valor de referencia para cada unidad generadora de acuerdo al tipo de tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.8.).
- **Unitario de inversión (USD\$/kW):** costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora (ISC), más los conceptos de estudios, diseño, permisos, y otras actividades relacionadas con la obra (ADP). En el ejercicio de planeación se consideró un parámetro del costo actualizado de inversión al inicio de operación para los proyectos de generación de acuerdo a su tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.9.).
- **Variables de operación y mantenimiento, VO&M (USD\$/MWh):** incluyen los conceptos de materias primas e insumos, equipos, materiales y refacciones, mantenimiento mayor, entre otros. En el ejercicio de planeación se consideró un valor de referencia para cada unidad generadora de acuerdo al tipo de tecnología (ver Anexo, Tabla 4.2.10.).
- **Costo de construcción (USD\$/Km):** costo asociado a la ingeniería, supervisión, pruebas, construcción y derechos de vía, de las líneas de transmisión, de acuerdo al tipo de tensión (kV), número de circuitos y conductores por fase (ver Anexo, Tabla 4.2.12.).
- **Factor de participación de carga (%):** es la distribución de la demanda máxima anual en cada región de transmisión por región de control (ver Anexo, Tabla 4.2.13.).
- **Flujo máximo (MW):** potencia máxima de energía eléctrica que se transmite a través de una o varias líneas de transmisión, desde un enlace emisor hasta un enlace receptor (ver Anexo, Tabla 4.2.14.).
- **Resistencia por unidad de línea ( $\Omega$ ):** parámetro técnico que mide la oposición al paso de la corriente eléctrica de la línea de transmisión con base en la longitud, material y temperatura del conductor (ver Anexo, Tabla 4.2.15.).
- **Vida económica (años):** periodo en el que se recuperan los costos fijos de las líneas de transmisión, considerándose una vida útil de 40 años para cada proyecto de línea de transmisión.

## Metas de Energías Limpias

De acuerdo con el artículo Tercero Transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE)<sup>87</sup>, se considera la participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024, en la planeación del SEN. En este sentido, se calculó una trayectoria lineal dirigida a lograr las Metas de Energías Limpias (ver Anexo, Gráfica 4.2.4.).

## Características básicas de transmisión

- **Capacidad de transmisión (MW):** capacidad de los enlaces de transmisión y los proyectos futuros de líneas de transmisión (ver Anexo, Tabla 4.2.11.).

---

<sup>86</sup> De conformidad con el numeral 2.7 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

## Potencial de Energías Limpias

El potencial de Energías Limpias corresponde a los recursos de fuentes renovables y limpias que pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de centrales eléctricas que son técnica y económicamente factibles para su ejecución. En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la información disponible relacionada con el potencial de las fuentes de Energía Limpia del país, con el objetivo de identificar oportunidades de inversión para el

---

<sup>87</sup> DOF 24/12/2015: dof.gob.mx.

desarrollo de proyectos limpios que aporten beneficios a la industria eléctrica y al medio ambiente, y así cumplir con las metas establecidas en materia de generación de Energías Limpias<sup>88</sup> (ver Anexo, Tabla 4.2.16., Mapas 4.2.3. a 4.2.9.).

### 4.3. Metodología de Planeación de la Generación

La planeación de largo plazo de la generación tiene como objetivo determinar el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) y su red de transmisión asociada, que minimicen el valor presente de los costos totales del sistema en el horizonte de planeación. Para ello, se recurre a un modelo de optimización cuya solución permite conocer el tipo, tamaño y ubicación de las centrales eléctricas que deben instalarse y su fecha de entrada en operación, además de la ampliación de la transmisión ajustada que garanticen la integración de la nueva generación eléctrica<sup>89</sup>.

El modelo de optimización considera variables enteras binarias (asociadas con las decisiones de inversión) y variables no lineales (asociadas a los flujos de energía). La existencia de variables binarias (construir sí o no) hace que la planeación de la generación sea un problema de optimización combinatoria, cuyo número de soluciones crece exponencialmente en función del número de proyectos considerados ( $2^n$ ). Para resolver este tipo de problemas se suelen utilizar algoritmos que permiten enumerar y estructurar la búsqueda de las soluciones factibles, a partir de la división del problema original en subproblemas cada vez más pequeños.

Existen diversos métodos para resolver el problema de optimización: *programación matemática* (Programación Lineal PL, Programación Lineal Entera Mixta PLEM o Programación Dinámica PD), *técnicas de optimización heurística* o una combinación de ambas. Los modelos de programación matemática buscan el valor óptimo mediante la solución de la formulación matemática del problema, mientras que los modelos de optimización heurística intentan resolver el problema con algoritmos de búsqueda para hallar la solución dentro del espacio de soluciones factibles.

<sup>88</sup> De conformidad con el artículo 14, fracción VII, de la LTE.

<sup>89</sup> Sólo se consideran proyectos de transmisión que interconectan o refuerzan las regiones de transmisión, por lo que los resultados no representan el total de las inversiones de la RNT.

En el método de **Programación Lineal Entera Mixta (PLEM)** algunas de las variables decisión del problema se restringen a valores enteros, en este caso binarios, a fin de encontrar la solución óptima. A partir de un modelo de PLEM, existe un modelo de programación lineal asociado, conocido como Relajación Lineal (RL) que resulta de no considerar (relajar) las restricciones enteras del modelo PLEM original. Para el caso de problemas de minimización, la solución óptima de la RL será menor o igual que el óptimo del PLEM, dado que la RL es un modelo menos restringido que el modelo de PLEM.

La existencia de variables enteras dificulta la solución del modelo, debido a que el tiempo de procesamiento se incrementa exponencialmente conforme se consideran más variables. Para la solución del modelo PLEM correspondiente a la planeación de la generación se utiliza una combinación entre técnicas heurísticas y el algoritmo **branch & bound (b&b)**, cuyo propósito es reducir el tiempo de procesamiento derivado de la búsqueda de la solución óptima.

El algoritmo b&b comienza por resolver la RL, si la solución a la RL resulta en valores enteros se termina el procedimiento, en caso contrario, el algoritmo divide el problema en subproblemas a partir de los valores no enteros. Estos subproblemas son subsecuentemente resueltos hasta que se satisface la restricción entera del PLEM original.

Lo anterior es resultado de evaluar las distintas combinaciones enteras, aunado al hecho de que para cada combinación se requiere la solución de un problema de programación lineal.

Para cada punto evaluado se calcula una diferencia (gap) que resulta de comparar el valor de la función objetivo para la mejor solución entera conocida y la solución de la RL analizada. Conforme se avanza en la exploración del espacio de soluciones, la diferencia (gap) tiende a reducirse conforme la solución entera conocida es cada vez mejor o la solución RL analizada se encuentra cada vez más acotada.

El valor de esta diferencia (gap) suele utilizarse como un criterio de terminación para la solución de modelos de PLEM. Un valor reducido de dicha diferencia indica que la solución entera es suficientemente cercana al valor óptimo<sup>90</sup>.

<sup>90</sup> En los ejercicios de planeación se asumió una diferencia (gap) de referencia menor o igual a 0.1%.

La formulación matemática del problema de optimización, correspondiente al modelo de planeación de la generación, es la siguiente:

**FIGURA 4.3.1. MODELO DE PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN**

Función objetivo	
<b>Minimizar <math>\{C_{INV} + C_{O\&amp;M} + C_{COM} + C_{ENS}\}</math></b>	
donde:	<p><math>C_{INV}</math> valor presente de los costos de inversión.  <math>C_{O\&amp;M}</math> valor presente de los costos de operación y mantenimiento.  <math>C_{COM}</math> valor presente del costo de combustible.  <math>C_{ENS}</math> valor presente de la Energía No Suministrada.</p>
<b>Costos de inversión</b>	
$C_{INV} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{k(y)} \frac{CI_{i,y}}{(1+r)^y} X_{i,y}$	
donde:	<p><math>y</math> años: 1=2016, ..., 15=2030.  <math>r</math> tasa de descuento aplicable [10%].  <math>k(y)</math> número de unidades candidatas a instalarse en el año <math>y</math>  <math>CI_{i,y}</math> costo de inversión instantáneo (<i>overnight</i>) al inicio de operación para cada unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> [USD] (ver Anexo, Tablas 4.2.7. y 4.2.10.)  <math>X_{i,y}</math> unidades de generación <math>i</math> en el año <math>y</math>.</p>
<b>Costos de operación y mantenimiento</b>	
$C_{O\&M} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{FO\&M_{i,y} PG_{i,y} + VO\&M_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	
donde:	<p><math>FO\&amp;M_{i,y}</math> costo fijo de operación y mantenimiento asociado a la unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> [USD/MW].  <math>N(y)</math> suma de las unidades existentes en el año <math>y-1</math> más las unidades nuevas en el año <math>y</math> menos las unidades programadas para retiro en el año <math>y</math>:</p> $N(y) = N(y-1) + \sum_i X_{i,y} - R(y)$ <p><math>R(y)</math>: número de unidades que se retiran en el año <math>y</math>.  <math>VO\&amp;M_{i,y}</math> costo variable de operación y mantenimiento asociado a la unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> [USD/MWh].  <math>PG_{i,y}</math> potencia de la unidad de generación <math>i</math> en el año <math>y</math> [MW].  <math>EG_{i,y}</math> energía generada por la unidad de generación <math>i</math> en el año <math>y</math> [MWh].</p>
<b>Costo de combustible</b>	
$C_{COM} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{RT_i PC_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	
donde:	<p><math>RT_i</math> Régimen Térmico de la unidad <math>i</math> [GJ/MWh]  <math>PC_{i,y}</math> Precio del combustible en la ubicación de la unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> [USD/GJ]</p>
<b>Costo de energía no suministrada</b>	
$C_{ENS} = \sum_{y=1}^{15} \frac{CF_y ENS_y}{(1+r)^y}$	
donde:	

$CF_y$	costo promedio de la energía no suministrada (costo de falla) en el año $y$ [USD/MWh].
$ENS_y$	Energía No Suministrada en el año $y$ [MWh].
<b>Sujeto a:</b>	
<b>Balance de energía</b>	
$\left[ \sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y} \right] + ENS_y = C_y ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	$C_y$ consumo de energía eléctrica en el año $y$ [MWh].
<b>Límite de potencia</b>	
Para generadores térmicos:	
$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max} ; \forall \text{ generador térmico } i = 1, \dots, m$	
donde:	<p><math>PG_i^{min}</math> límite operativo inferior de potencia para el generador <math>i</math> [MW].  <math>PG_i^{max}</math> límite operativo superior de potencia para el generador <math>i</math> [MW].  <math>PG_i</math> potencia generada por el generador <math>i</math> [MW].</p>
Para generadores eólicos, solares e hidroeléctricos:	
$PG_i \leq PG_i^d \quad \forall \text{ generador } i = 1, \dots, n$	
donde:	$PG_i^d$ potencia máxima disponible en función del recurso primario [MW].
<b>Reserva de planeación</b>	
$\sum_{i=1}^{N(y)} CI_{i,y} \geq d_{B,y} \left( 1 + \frac{MR_y}{100} \right) ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	<p><math>CI_{i,y}</math> capacidad instalada de la unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> [MW].  <math>d_{B,y}</math> demanda por balance en el año <math>y</math> [MW]  <math>MR_y</math> reserva de planeación en términos de margen de reserva en el año <math>y</math> [%].</p>
<b>Potencial de recurso limpio por tecnología</b>	
$\sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{l(y)} CI_{i,y}^j \leq R_j$	
donde:	<p><math>CI_{i,y}^j</math> capacidad instalada de la unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> del recurso <math>j</math> [MW].  <math>l(y)</math> Número de generadores que corresponden al recurso limpio <math>j</math> (bioenergía, cogeneración eficiente, eólico, geotérmico, hidroeléctrico, nuclear, solar).  <math>R_j</math> potencial estimado del recurso <math>j</math> [MW] (ver Anexo, Tabla 4.2.16.)</p>
<b>Metas de Energías Limpias</b>	
$\sum_{i=1}^{l(y)} EGL_{i,y} \geq M_y \sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y} ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	<p><math>l(y)</math> número de generadores limpios en el año <math>y</math>.  <math>EGL_{i,y}</math> energía limpia generada por la unidad <math>i</math> en el año <math>y</math> [MWh].  <math>M_y</math> Meta de Energías Limpias en el año <math>y</math> [%] (ver Anexo, Gráfico 4.2.4.)</p>
<b>Condición entera <math>X_{i,y} = 0 \text{ ó } 1</math></b>	

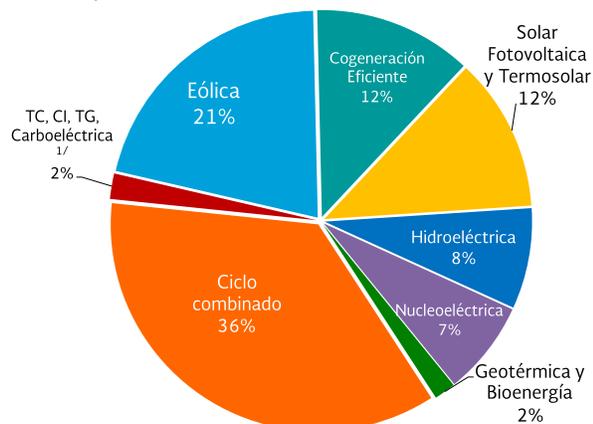
## 4.4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)

### Instalación de centrales eléctricas<sup>91</sup>

Los resultados del ejercicio de planeación indican que se requieren 57,122 MW de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2016-2030, equivalentes a una inversión de 1.7 billones de pesos para la ejecución de los proyectos de generación eléctrica que integran el Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctricas (ver Tabla 4.4.1.A.).

La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 38% por tecnologías convencionales y 62% por tecnologías limpias. En el grupo de las tecnologías convencionales, predominan los proyectos de Ciclo Combinado con 20,454 MW. En cambio, en el grupo de las tecnologías limpias se espera una integración diversificada de proyectos, de los cuales, los eólicos, solares y la cogeneración eficiente (certificada ante la CRE) tendrán una participación más dinámica que el resto de las tecnologías limpias (ver Gráfico 4.4.1.).

**GRÁFICO 4.4.1. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Porcentaje)



<sup>1/</sup> Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna, Turbogás e Importación. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

De acuerdo al estatus que guarda cada proyecto de generación eléctrica, la capacidad adicional se

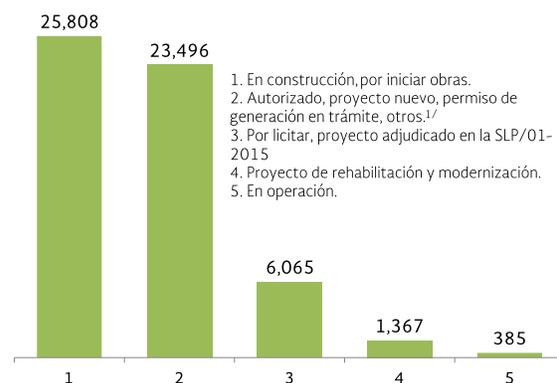
<sup>91</sup> Ver Anexo, Tabla 4.4.1.B., referente a los escenarios de largo plazo modelados, para encontrar diferentes trayectorias de nueva capacidad instalada con efectos diferenciados en los costos del SEN.

distribuye de la siguiente forma: 45.2% se encuentra en construcción o por iniciar obras; 41.1% corresponden a nuevos proyectos por desarrollar; 10.6% están en proceso de licitación o fueron asignados en la Subasta de Largo Plazo 01-2015; 2.4% son resultado de los incrementos por la rehabilitación y modernización de centrales eléctricas existentes, y 0.7% han iniciado operaciones (ver Gráfico 4.4.2., Anexo, Tabla 4.4.2.).

El 35.5% de la capacidad adicional corresponderá a centrales eléctricas a cargo de la CFE y de los PIE's, el 31.1% lo aportarán nuevas centrales con permisos de generación al amparo de la LSPEE (autoabastecimiento, pequeña producción y cogeneración), un 6.9% provendrá de centrales eléctricas con permiso de Generador al amparo de la LIE, y 26.4% corresponde a nuevos proyectos con permiso de importación y exportación, que se encuentran en proceso de trámite para su interconexión y permiso de generación, o son proyectos genéricos (ver Gráfico 4.4.3; Anexo, Tablas 4.4.3. a 4.4.6.).

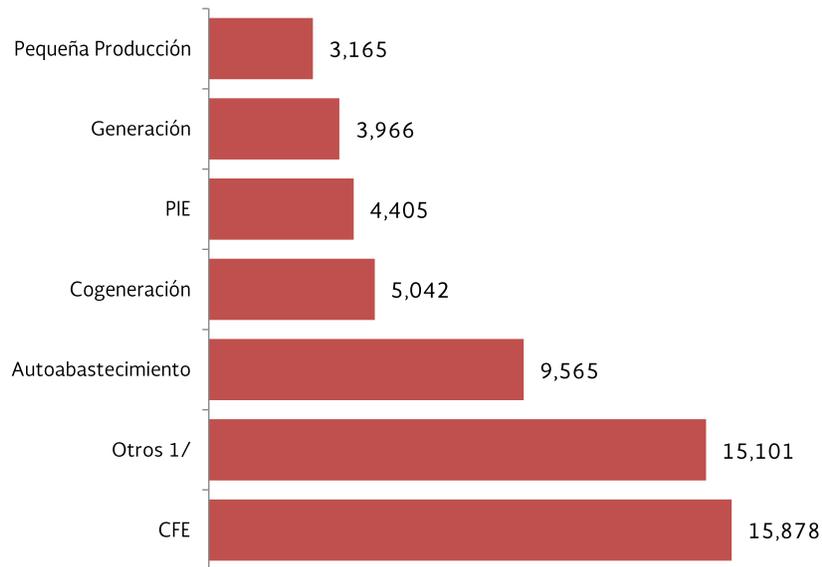
Asimismo, se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país para satisfacer las necesidades regionales. Destacan los estados de Veracruz, Oaxaca, Sonora, Nuevo León, Tamaulipas y Coahuila, que en conjunto concentrarán 47% de la nueva capacidad a desarrollar en los próximos 15 años (ver Mapa 4.4.1; Anexo, Mapas 4.4.2 a 4.4.12, Tablas 4.4.7 y 4.4.8.).

**GRÁFICO 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR ESTATUS 2016-2030**  
(Megawatt)



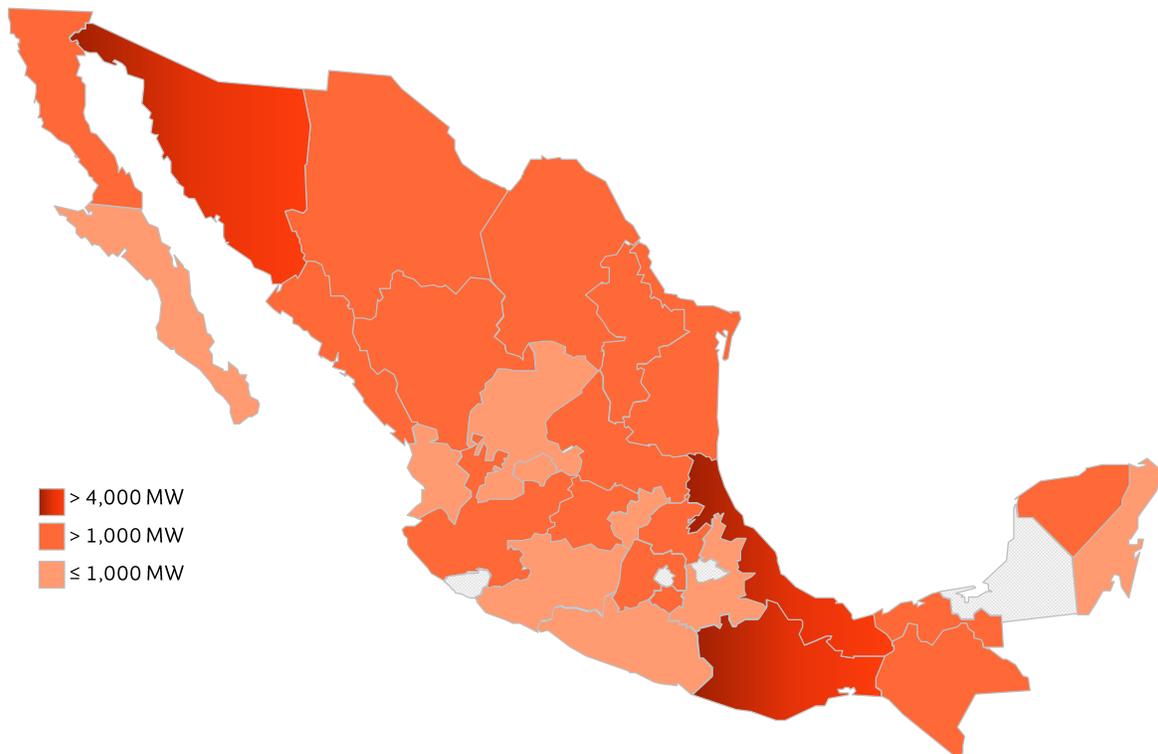
<sup>1/</sup> Incluye aquellos proyectos de generación con estatus: Condicionado, Cancelado en PEF 2016, con avance en el proceso de interconexión ante CENACE y suspendido. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**GRÁFICO 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD 2016-2030**  
(Megawatt)



<sup>1/</sup> Incluye proyectos con modalidad de Importación y Exportación y proyectos genéricos. <sup>2/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 4.4.1. CAPACIDAD ADICIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA**  
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 4.4.1.A. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2016-2030**

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
1	CBIO PP 04	Bioenergía	PP	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	En construcción	2016	1	11
2	CCC CFE 01	Ciclo Combinado	CFE	SON	04-Noroeste	02-Cananea	En construcción	2016	405	9,870
3	CCC PIE 01	Ciclo Combinado	PIE	BC	08-Baja California	47-Ensenada	En construcción	2016	302	4,034
4	CCC CFE 03	Ciclo Combinado	CFE	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	Proyecto de rehabilitación y modernización	2016	243	2,358
5	CCC AUT 05	Ciclo combinado	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	En operación	2016	360	5,841
6	CCC OTR 01	Ciclo combinado	Otros	BC	08-Baja California	48-Mexicali	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2016	9	245
7	CCC AUT 06	Ciclo combinado	AUT	NL	06-Noreste	16-Monterrey	Por iniciar obras	2016	303	6,351
8	CCC AUT 07	Ciclo combinado	AUT	NL	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2016	949	17,589
9	CCE COG 01	Cogeneración Eficiente	COG	QRO	03-Occidental	30-Querétaro	En operación	2016	3	41
10	CCE COG 02	Cogeneración Eficiente	COG	VER	02-Oriental	37-Coatzacoalcos	En construcción	2016	170	3,157
11	CCE COG 03	Cogeneración Eficiente	COG	VER	02-Oriental	37-Coatzacoalcos	En construcción	2016	145	2,461
12	CCE COG 04	Cogeneración Eficiente	COG	COAH	06-Noreste	17-Saltillo	En construcción	2016	60	968
13	CCE COG 05	Cogeneración Eficiente	COG	COAH	06-Noreste	17-Saltillo	En construcción	2016	1	13
14	CCE COG 06	Cogeneración Eficiente	COG	HGO	01-Central	31-Central	En construcción	2016	42	921
15	CCE COG 08	Cogeneración Eficiente	COG	VER	02-Oriental	37-Coatzacoalcos	En construcción	2016	64	983
16	CCE COG 09	Cogeneración Eficiente	COG	SON	04-Noroeste	02-Cananea	En construcción	2016	30	481
17	CCI AUT 04	Combustión Interna	AUT	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Por iniciar obras	2016	135	1,523
18	CCI CFE 01	Combustión Interna	CFE	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2016	49	1,789
19	CCI GEN 01	Combustión Interna	GEN	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	En construcción	2016	8	123
20	CCI GEN 02	Combustión Interna	GEN	QRO	03-Occidental	30-Querétaro	En construcción	2016	3	41
21	CCI CFE 02	Combustión Interna	CFE	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	En construcción	2016	11	413
22	CCI CFE 03	Combustión Interna	CFE	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	En construcción	2016	8	354
23	CE PP 01	Eólica	PP	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Por iniciar obras	2016	30	1,024
24	CE PP 03	Eólica	PP	ZAC	03-Occidental	25-San Luis Potosí	Por iniciar obras	2016	30	1,024

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
25	CE AUT 04	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Por iniciar obras	2016	50	1,706
26	CE AUT 07	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Por iniciar obras	2016	50	1,706
27	CE AUT 25	Eólica	AUT	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2016	129	6,824
28	CE AUT 13	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	17-Saltillo	Por iniciar obras	2016	201	6,844
29	CE AUT 71	Eólica	AUT	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	En construcción	2016	20	681
30	CE AUT 17	Eólica	AUT	ZAC	03-Occidental	24-Aguascalientes	En construcción	2016	180	6,142
31	CE AUT 33	Eólica	AUT	ZAC	06-Noreste	17-Saltillo	Por iniciar obras	2016	70	2,388
32	CG CFE 02	Geotérmica	CFE	PUE	02-Oriental	34-Puebla	En construcción	2016	27	1,014
33	CH PP 09	Hidroeléctrica	PP	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Por iniciar obras	2016	30	757
34	CH AUT 27	Hidroeléctrica	AUT	NAY	03-Occidental	22-Tepic	En construcción	2016	24	737
35	CH PP 11	Hidroeléctrica	PP	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	En construcción	2016	6	154
36	CH PP 12	Hidroeléctrica	PP	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	En construcción	2016	8	205
37	CN CFE 01	Nucleoeléctrica	CFE	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Proyecto de rehabilitación y modernización	2016	110	5,092
38	CS PP 10	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	En construcción	2016	20	1,194
39	CS PP 13	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2016	30	1,791
40	CS PP 40	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2016	30	1,791
41	CS PP 14	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2016	29	1,740
42	CS PP 41	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Por iniciar obras	2016	30	1,791
43	CS OTR 01	Solar fotovoltaica	Otros	QR	07-Peninsular	44-Chetumal	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2016	30	1,204
44	CS PP 42	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2016	30	1,791
45	CS PP 43	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2016	30	1,791
46	CS PP 44	Solar fotovoltaica	PP	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	En construcción	2016	30	1,791
47	CS PP 45	Solar fotovoltaica	PP	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	En construcción	2016	30	1,791
48	CS PP 46	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	03-Obregón	En construcción	2016	30	1,791
49	CS PP 17	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2016	25	1,493
50	CS PP 47	Solar fotovoltaica	PP	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	En construcción	2016	14	859
51	CS PP 48	Solar fotovoltaica	PP	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	En construcción	2016	14	859

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
52	CS PP 18	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2016	5	299
53	CS AUT 01	Solar fotovoltaica	AUT	MEX	01-Central	31-Central	En construcción	2016	20	1,093
54	CS OTR 02	Solar fotovoltaica	Otros	DGO	05-Norte	10-Durango	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2016	50	2,007
55	CS PP 21	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2016	27	1,592
56	CS AUT 10	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	En construcción	2016	20	1,194
57	CS OTR 03	Solar fotovoltaica	Otros	ZAC	06-Noreste	17-Saltillo	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2016	100	4,014
58	CS PP 49	Solar fotovoltaica	PP	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2016	30	1,791
59	CS PP 50	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Por iniciar obras	2016	30	1,791
60	CS OTR 04	Solar fotovoltaica	Otros	QR	07-Peninsular	44-Chetumal	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2016	30	1,204
61	CS PP 51	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2016	30	1,791
62	CS PP 52	Solar fotovoltaica	PP	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Por iniciar obras	2016	29	1,753
63	CS PP 24	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2016	30	1,791
64	CS PP 113	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2016	30	1,791
65	CS PP 53	Solar fotovoltaica	PP	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	En construcción	2016	30	1,791
66	CS PP 114	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2016	30	1,791
67	CS PP 25	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2016	10	597
68	CS PP 02	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2016	15	896
69	CS PP 03	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	En construcción	2016	30	1,791
70	CS PP 26	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2016	6	373
71	CS PP 28	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2016	6	373
72	CS PP 04	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2016	4	209
73	CS PP 54	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Por iniciar obras	2016	30	1,791
74	CS OTR 05	Solar	Otros	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Proyecto Nuevo	2016	10	401

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
		fotovoltaica								
75	CTC EXP 01	Termoeléctrica convencional	EXP	NL	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2016	143	2,503
76	CS CFE 01	Termosolar	CFE	SON	04-Noroeste	02-Cananea	En construcción	2016	14	600
77	CTG PP 01	Turbogás	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	En construcción	2016	30	461
78	CTG PP 02	Turbogás	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	En construcción	2016	30	461
79	CTG AUT 06	Turbogás	AUT	MEX	01-Central	31-Central	En construcción	2016	94	1,985
80	CTG COG 07	Turbogás	COG	TAB	02-Oriental	38-Tabasco	En construcción	2016	13	246
81	CCC CFE 06	Ciclo Combinado	CFE	HGO	01-Central	31-Central	Proyecto de rehabilitación y modernización	2017	565	5,203
82	CCC CFE 02	Ciclo Combinado	CFE	MOR	01-Central	31-Central	En construcción	2017	660	11,559
83	CCC CFE 04	Ciclo Combinado	CFE	SON	04-Noroeste	03-Obregón	En construcción	2017	792	11,366
84	CCC PIE 02	Ciclo Combinado	PIE	CHIH	05-Norte	07-Juárez	En construcción	2017	932	15,741
85	CCC OTR 02	Ciclo combinado	Otros	SON	04-Noroeste	03-Obregón	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2017	112	3,053
86	CCC PP 01	Ciclo combinado	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2017	30	507
87	CCC CFE 05	Ciclo Combinado	CFE	MEX	01-Central	31-Central	En construcción	2017	633	10,885
88	CCE COG 10	Cogeneración Eficiente	COG	TAB	02-Oriental	38-Tabasco	En construcción	2017	261	4,249
89	CCE GEN 01	Cogeneración Eficiente	GEN	TAB	02-Oriental	38-Tabasco	En construcción	2017	680	12,037
90	CE OTR 01	Eólica	Otros	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	Proyecto con avance en el proceso de interconexión ante CENACE	2017	100	3,439
91	CE AUT 72	Eólica	AUT	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2017	71	2,423
92	CE OTR 02	Eólica	Otros	TAMS	06-Noreste	18-Valles	Proyecto con avance en el proceso de interconexión ante CENACE	2017	300	10,318
93	CE GEN 01	Eólica	GEN	ZAC	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2017	70	2,408
94	CE AUT 73	Eólica	AUT	ZAC	06-Noreste	17-Salttillo	Por iniciar obras	2017	70	2,388
95	CG CFE 03	Geotérmica	CFE	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	Por Licitación	2017	2	146
96	CH PP 13	Hidroeléctrica	PP	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	En construcción	2017	6	159
97	CH AUT 28	Hidroeléctrica	AUT	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	En construcción	2017	8	212
98	CS PP 05	Solar fotovoltaica	PP	AGS	03-Occidental	25-San Luis Potosí	En construcción	2017	30	1,791
99	CS PP 06	Solar fotovoltaica	PP	AGS	03-Occidental	25-San Luis Potosí	En construcción	2017	30	1,791
100	CS PP 08	Solar fotovoltaica	PP	AGS	03-Occidental	25-San Luis Potosí	Por iniciar obras	2017	30	1,791
101	CS PP 09	Solar	PP	AGS	03-Occidental	25-San Luis Potosí	En construcción	2017	30	1,791

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
		fotovoltaica								
102	CS PP 12	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Por iniciar obras	2017	29	1,753
103	CS PP 55	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	07-Juárez	Por iniciar obras	2017	29	1,753
104	CS PP 01	Solar fotovoltaica	PP	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Por iniciar obras	2017	18	1,075
105	CS PP 56	Solar fotovoltaica	PP	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2017	30	1,791
106	CS GEN 01	Solar fotovoltaica	GEN	COAH	05-Norte	11-Laguna	Por iniciar obras	2017	150	6,021
107	CS PP 16	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2017	30	1,791
108	CS AUT 19	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	En construcción	2017	20	1,194
109	CS OTR 06	Solar fotovoltaica	Otros	ZAC	06-Noreste	17-Salttillo	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2017	100	4,014
110	CS CFE 02	Solar Fotovoltaica	CFE	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	Por Licitar	2017	4	160
111	CTC CFE 02	Termoeléctrica Convencional	CFE	TAMS	06-Noreste	19-Huasteca	Proyecto de rehabilitación y modernización	2017	330	6,816
112	CCC CFE 07	Ciclo Combinado	CFE	SON	04-Noroeste	03-Obregón	En construcción	2018	814	11,167
113	CCC CFE 09	Ciclo Combinado	CFE	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	Proyecto Nuevo	2018	113	2,298
114	CCC PIE 03	Ciclo Combinado	PIE	NL	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2018	884	22,536
115	CCC OTR 03	Ciclo combinado	Otros	SLP	06-Noreste	20-Tamazunchale	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2018	450	6,748
116	CCI CFE 04	Combustión Interna	CFE	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	Por Licitar	2018	44	1,667
117	CCI CFE 05	Combustión Interna	CFE	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	Por Licitar	2018	14	759
118	CE OTR 03	Eólica	Otros	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	30	1,032
119	CE PP 02	Eólica	PP	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	30	1,024
120	CE OTR 04	Eólica	Otros	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	76	2,614
121	CE AUT 61	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	En construcción	2018	396	13,512
122	CE AUT 57	Eólica	AUT	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	90	3,153
123	CE AUT 50	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	14-Reynosa	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	168	5,778
124	CE OTR 05	Eólica	Otros	TAMS	06-Noreste	18-Valles	Proyecto con avance en el proceso de interconexión ante	2018	96	3,291

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
							CENACE			
125	CE OTR 06	Eólica	Otros	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2018	200	6,879
126	CG CFE 04	Geotérmica	CFE	MICH	03-Occidental	28-Carapan	En construcción	2018	27	1,047
127	CH CFE 03	Hidroeléctrica	CFE	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Proyecto de rehabilitación y modernización	2018	0	405
128	CH CFE 01	Hidroeléctrica	CFE	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	En construcción	2018	241	6,880
129	CS OTR 07	Solar Fotovoltaica	Otros	AGS	03-Occidental	24-Aguascalientes	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	63	2,529
130	CS OTR 08	Solar Fotovoltaica	Otros	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	207	8,309
131	CS OTR 09	Solar Fotovoltaica	Otros	COAH	05-Norte	11-Laguna	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	250	10,036
132	CS OTR 10	Solar Fotovoltaica	Otros	COAH	05-Norte	11-Laguna	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	330	13,247
133	CS OTR 11	Solar fotovoltaica	Otros	COAH	06-Noreste	16-Monterrey	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2018	125	5,018
134	CS OTR 12	Solar fotovoltaica	Otros	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2018	125	5,018
135	CS OTR 13	Solar Fotovoltaica	Otros	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	70	2,810
136	CS OTR 14	Solar Fotovoltaica	Otros	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	100	4,014
137	CS OTR 15	Solar Fotovoltaica	Otros	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	18	723
138	CS OTR 16	Solar fotovoltaica	Otros	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	30	1,204
139	CS OTR 17	Solar fotovoltaica	Otros	ZAC	06-Noreste	17-Saltillo	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2018	100	4,014
140	CS OTR 18	Solar Fotovoltaica	Otros	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	100	4,014
141	CS OTR 19	Solar Fotovoltaica	Otros	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	500	20,071
142	CS PP 116	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	50-Villa Constitución	Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015)	2018	23	1,373
143	CCAR CFE 01	Carboeléctrica	CFE	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto de rehabilitación y modernización	2019	120	3,784
144	CCC CFE 12	Ciclo Combinado	CFE	SON	08-Baja California	49-San Luis Río Colorado	Autorizado	2019	323	3,841
145	CCC GEN 01	Ciclo combinado	GEN	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Por iniciar obras	2019	875	13,740
146	CCC CFE 19	Ciclo Combinado	CFE	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Autorizado	2019	860	13,772
147	CCC GEN 02	Ciclo combinado	GEN	NL	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2019	1,000	14,996
148	CCC CFE 14	Ciclo Combinado	CFE	DGO	05-Norte	11-Laguna	Por Licitar	2019	939	15,462

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
149	CCC PIE 06	Ciclo Combinado	PIE	SIN	04-Noroeste	04-Los Mochis	En construcción	2019	800	10,031
150	CCC CFE 10	Ciclo Combinado	CFE	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	Por Licitar	2019	812	13,306
151	CCC PIE 04	Ciclo Combinado	PIE	SIN	04-Noroeste	04-Los Mochis	Por Licitar	2019	684	9,652
152	CCE COG 11	Cogeneración Eficiente	COG	BC	08-Baja California	48-Mexicali	En operación	2019	23	349
153	CE GEN 02	Eólica	GEN	PUE	02-Oriental	32-Poza Rica	Por iniciar obras	2019	50	1,720
154	CE AUT 74	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Proyecto Nuevo	2019	200	6,879
155	CE OTR 07	Eólica	Otros	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Proyecto con avance en el proceso de interconexión ante CENACE	2019	110	3,783
156	CE OTR 08	Eólica	Otros	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	Permiso de generación en trámite ante la CRE	2019	200	6,879
157	CE OTR 09	Eólica	Otros	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Proyecto con avance en el proceso de interconexión ante CENACE	2019	150	5,159
158	CE AUT 36	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2019	100	3,439
159	CE AUT 37	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2019	300	10,318
160	CE AUT 58	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2019	200	6,879
161	CE OTR 10	Eólica	Otros	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	Proyecto con avance en el proceso de interconexión ante CENACE	2019	50	1,720
162	CE PIE 01	Eólica	PIE	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Suspendido	2019	202	6,576
163	CE CFE 02	Eólica	CFE	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por Licitar	2019	285	8,290
164	CE CFE 03	Eólica	CFE	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por Licitar	2019	300	8,719
165	CE PIE 02	Eólica	PIE	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Por Licitar	2019	300	8,141
166	CE PIE 03	Eólica	PIE	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Por Licitar	2019	300	8,141
167	CE AUT 44	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2019	70	2,408
168	CG CFE 05	Geotérmica	CFE	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Por Licitar	2019	27	1,068
169	CH GCO 01	Hidroeléctrica	Genérico	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	Proyecto Nuevo	2019	19	363
170	IMP 03	Importación	IMP	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	En construcción	2019	10	190
171	CTG CFE 01	Turbogás	CFE	BCS	09-Baja California Sur	52-Los Cabos	Proyecto Nuevo	2019	94	968
172	CCC GEN 03	Ciclo combinado	GEN	SLP	06-Noreste	20-Tamazunchale	Por iniciar obras	2020	1,013	17,520
173	CCC CFE 20	Ciclo Combinado	CFE	SIN	04-Noroeste	06-Mazatlán	Autorizado	2020	796	10,434
174	CCC CFE 17	Ciclo Combinado	CFE	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Autorizado	2020	507	10,339
175	CCC CFE 21	Ciclo Combinado	CFE	GTO	03-Occidental	26-Salamanca	Autorizado	2020	717	10,183
176	CCE COG 12	Cogeneración Eficiente	COG	NL	06-Noreste	16-Monterrey	Proyecto Nuevo	2020	380	10,065

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
177	CCE COG 13	Cogeneración Eficiente	COG	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Proyecto Nuevo	2020	515	13,648
178	CCE COG 14	Cogeneración Eficiente	COG	HGO	01-Central	31-Central	Proyecto Nuevo	2020	638	13,989
179	CE AUT 45	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	100	3,439
180	CE AUT 34	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	140	4,815
181	CE AUT 46	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	60	2,064
182	CE AUT 75	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	84	2,889
183	CE AUT 47	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	60	2,064
184	CE AUT 48	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	66	2,270
185	CE AUT 49	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Por iniciar obras	2020	117	3,276
186	CE AUT 39	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	171	5,881
187	CE AUT 53	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Por iniciar obras	2020	168	5,778
188	CE AUT 54	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	En construcción	2020	73	2,047
189	CE AUT 55	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	En construcción	2020	60	2,047
190	CE AUT 40	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Por iniciar obras	2020	57	1,945
191	CE AUT 41	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Por iniciar obras	2020	57	1,945
192	CE AUT 56	Eólica	AUT	TAMS	06-Noreste	21-Güemez	Por iniciar obras	2020	145	2,986
193	CG GCO 01	Geotérmica	Genérico	MEX	01-Central	31-Central	Proyecto Nuevo	2020	226	5,988
194	CG GCO 02	Geotérmica	Genérico	PUE	02-Oriental	34-Puebla	Proyecto Nuevo	2020	1	27
195	CG CFE 09	Geotérmica	CFE	BC	08-Baja California	48-Mexicali	Proyecto Nuevo	2020	27	715
196	CS PP 115	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	50-Villa Constitución	Por iniciar obras	2020	22	723
197	CS PP 57	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2020	5	292
198	CS PP 58	Solar fotovoltaica	PP	NAY	03-Occidental	22-Tepic	Por iniciar obras	2020	10	597
199	CS PP 59	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	50-Villa Constitución	Por iniciar obras	2020	30	1,791
200	CS PP 60	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2020	0	24
201	CCE COG 15	Cogeneración Eficiente	COG	GTO	03-Occidental	26-Salamanca	Por iniciar obras	2021	700	11,771
202	CCE COG 16	Cogeneración Eficiente	COG	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	Por iniciar obras	2021	8	122
203	CCE COG 17	Cogeneración Eficiente	COG	TAB	02-Oriental	38-Tabasco	Por iniciar obras	2021	19	317
204	CG GCO 03	Geotérmica	Genérico	PUE	02-Oriental	34-Puebla	Proyecto Nuevo	2021	36	954
205	CG GCO 04	Geotérmica	Genérico	NAY	03-Occidental	22-Tepic	Proyecto Nuevo	2021	191	5,079

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
206	CG CFE 06	Geotérmica	CFE	PUE	02-Oriental	34-Puebla	Por licitar	2021	27	974
207	CH CFE 06	Hidroeléctrica	CFE	GRO	02-Oriental	35-Acapulco	Condicionado	2021	455	18,855
208	CS PP 117	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	Por iniciar obras	2021	13	776
209	CS PP 61	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2021	25	1,499
210	CS PP 32	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2021	30	1,791
211	CS PP 62	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2021	30	1,791
212	CS AUT 20	Solar fotovoltaica	AUT	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2021	2	113
213	CCE COG 18	Cogeneración Eficiente	COG	HGO	01-Central	31-Central	En construcción	2022	33	501
214	CG GCO 05	Geotérmica	Genérico	NAY	03-Occidental	22-Tepic	Proyecto Nuevo	2022	11	292
215	CG AUT 03	Geotérmica	AUT	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Por iniciar obras	2022	25	512
216	CG PP 01	Geotérmica	PP	NAY	03-Occidental	22-Tepic	En construcción	2022	30	1,228
217	CH CFE 04	Hidroeléctrica	CFE	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	Proyecto Nuevo	2022	136	2,629
218	CH GCO 02	Hidroeléctrica	Genérico	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	Proyecto Nuevo	2022	457	8,841
219	CH GCO 03	Hidroeléctrica	Genérico	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	Proyecto Nuevo	2022	384	7,433
220	CH CFE 09	Hidroeléctrica	CFE	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Proyecto Nuevo	2022	352	6,805
221	CH CFE 10	Hidroeléctrica	CFE	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Proyecto Nuevo	2022	121	2,339
222	CH CFE 05	Hidroeléctrica	CFE	CHIS	02-Oriental	39-Grijalva	Proyecto Nuevo	2022	422	8,158
223	CS PP 39	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	Por iniciar obras	2022	20	1,219
224	CS PP 63	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	52-Los Cabos	Por iniciar obras	2022	30	1,791
225	CS PP 64	Solar fotovoltaica	PP	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	En construcción	2022	30	1,791
226	CS AUT 21	Solar fotovoltaica	AUT	BCS	09-Baja California Sur	52-Los Cabos	En construcción	2022	20	1,194
227	CBIO PP 01	Bioenergía	PP	COAH	05-Norte	11-Laguna	Por iniciar obras	2023	30	461
228	CCE GCO 01	Cogeneración Eficiente	Genérico	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Proyecto Nuevo	2023	958	10,912
229	CCE GCO 02	Cogeneración Eficiente	Genérico	SLP	06-Noreste	20-Tamazunchale	Proyecto Nuevo	2023	159	1,816
230	CCE COG 19	Cogeneración Eficiente	COG	TAMS	06-Noreste	19-Huasteca	Por iniciar obras	2023	750	12,795
231	CCE COG 20	Cogeneración Eficiente	COG	VER	01-Central	31-Central	Proyecto Nuevo	2023	360	5,405
232	CG CFE 07	Geotérmica	CFE	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2023	27	715

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
233	CG GCO 06	Geotérmica	Genérico	NAY	03-Occidental	22-Tepic	Proyecto Nuevo	2023	27	716
234	CH GCO 04	Hidroeléctrica	Genérico	TAB	02-Oriental	38-Tabasco	Proyecto Nuevo	2023	86	2,123
235	CH GCO 05	Hidroeléctrica	Genérico	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Proyecto Nuevo	2023	196	4,860
236	CH CFE 02	Hidroeléctrica	CFE	NAY	03-Occidental	22-Tepic	Por Licitar	2023	241	12,422
237	CH CFE 11	Hidroeléctrica	CFE	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	Proyecto Nuevo	2023	54	1,335
238	CS PP 65	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	Por iniciar obras	2023	30	1,791
239	CS PP 66	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	Por iniciar obras	2023	10	573
240	CS PP 67	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	Por iniciar obras	2023	30	1,791
241	CS PP 68	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	02-Cananea	Por iniciar obras	2023	30	1,791
242	CS PP 69	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2023	0	24
243	CBIO PP 05	Bioenergía	PP	MEX	01-Central	31-Central	En construcción	2024	30	614
244	CCE GCO 03	Cogeneración Eficiente	Genérico	SLP	06-Noreste	20-Tamazunchale	Proyecto Nuevo	2024	219	2,490
245	CCE COG 21	Cogeneración Eficiente	COG	JAL	03-Occidental	27-Manzanillo	En construcción	2024	28	573
246	CCE COG 22	Cogeneración Eficiente	COG	CHIS	02-Oriental	38-Tabasco	Por iniciar obras	2024	800	13,307
247	CE GCO 01	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto Nuevo	2024	38	986
248	CE GCO 02	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Saltillo	Proyecto Nuevo	2024	38	987
249	CE GCO 03	Eólica	Genérico	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Proyecto Nuevo	2024	105	2,764
250	CE GCO 04	Eólica	Genérico	OAX	02-Oriental	36-Temascal	Proyecto Nuevo	2024	90	2,370
251	CE AUT 68	Eólica	AUT	AGS	03-Occidental	24-Aguascalientes	Proyecto Nuevo	2024	153	5,262
252	CE AUT 16	Eólica	AUT	BC	08-Baja California	48-Mexicali	Por iniciar obras	2024	30	1,024
253	CE AUT 18	Eólica	AUT	BC	08-Baja California	46-Tijuana	En construcción	2024	72	2,457
254	CE AUT 67	Eólica	AUT	SON	04-Noroeste	02-Cananea	Por iniciar obras	2024	104	3,531
255	CE CFE 05	Eólica	CFE	BC	08-Baja California	46-Tijuana	Proyecto Nuevo	2024	100	2,663
256	CE CFE 06	Eólica	CFE	BC	08-Baja California	46-Tijuana	Proyecto Nuevo	2024	100	2,663
257	CE CFE 07	Eólica	CFE	BC	08-Baja California	46-Tijuana	Proyecto Nuevo	2024	100	2,663
258	CE EXP 01	Eólica	EXP	BC	08-Baja California	46-Tijuana	En construcción	2024	301	10,263
259	CG GCO 07	Geotérmica	Genérico	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2024	15	390
260	CG GCO 08	Geotérmica	Genérico	NAY	03-Occidental	22-Tepic	Proyecto Nuevo	2024	1	34
261	CG AUT 01	Geotérmica	AUT	HGO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2024	25	512
262	CH GCO 06	Hidroeléctrica	Genérico	GRO	02-Oriental	35-Acapulco	Proyecto Nuevo	2024	231	4,462

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
263	CH GCO 07	Hidroeléctrica	Genérico	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Proyecto Nuevo	2024	174	4,299
264	CH AUT 29	Hidroeléctrica	AUT	VER	02-Oriental	33-Veracruz	En construcción	2024	165	4,222
265	CH AUT 30	Hidroeléctrica	AUT	VER	02-Oriental	33-Veracruz	En construcción	2024	165	4,222
266	CH CFE 07	Hidroeléctrica	CFE	GRO	02-Oriental	35-Acapulco	Proyecto Nuevo	2024	231	4,465
267	CS PP 70	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2024	10	597
268	CS AUT 22	Solar fotovoltaica	AUT	DGO	05-Norte	11-Laguna	Por iniciar obras	2024	30	1,791
269	CS PP 71	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2024	23	1,345
270	CS PP 72	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2024	8	496
271	CS PP 73	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2024	21	1,277
272	CS PP 74	Solar fotovoltaica	PP	COAH	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2024	8	466
273	CE PP 06	Eólica	PP	HGO	01-Central	31-Central	Por iniciar obras	2025	30	1,024
274	CE PP 07	Eólica	PP	QRO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2025	30	1,024
275	CE PP 08	Eólica	PP	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2025	30	1,024
276	CE GCO 05	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto Nuevo	2025	30	795
277	CE GCO 06	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Saltillo	Proyecto Nuevo	2025	12	313
278	CE PP 04	Eólica	PP	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2025	30	1,024
279	CE AUT 38	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2025	150	5,159
280	CE AUT 76	Eólica	AUT	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2025	76	2,593
281	CE AUT 12	Eólica	AUT	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	En construcción	2025	64	2,184
282	CE AUT 69	Eólica	AUT	GTO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2025	63	2,150
283	CE AUT 77	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	En construcción	2025	70	2,388
284	CE AUT 27	Eólica	AUT	GTO	03-Occidental	24-Aguascalientes	En construcción	2025	40	1,365
285	CE AUT 70	Eólica	AUT	JAL	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2025	40	1,365
286	CE GCO 07	Eólica	Genérico	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Proyecto Nuevo	2025	150	5,159
287	CE GCO 08	Eólica	Genérico	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Proyecto Nuevo	2025	150	5,159
288	CE AUT 64	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2025	2	68
289	CE AUT 65	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2025	300	10,318
290	CE GEN 03	Eólica	GEN	ZAC	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2025	83	2,815
291	CE PP 09	Eólica	PP	GTO	03-Occidental	24-Aguascalientes	Por iniciar obras	2025	24	819
292	CE AUT 62	Eólica	AUT	QRO	03-Occidental	30-Querétaro	Por iniciar obras	2025	30	1,024
293	CE AUT 42	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Por iniciar obras	2025	10	344

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
294	CE GCO 09	Eólica	Genérico	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	Proyecto Nuevo	2025	200	6,879
295	CE AUT 03	Eólica	AUT	OAX	02-Oriental	40-Ixtepec	En construcción	2025	15	512
296	CG GCO 09	Geotérmica	Genérico	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2025	1	27
297	CG AUT 04	Geotérmica	AUT	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Por iniciar obras	2025	25	512
298	CS AUT 23	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	30	1,791
299	CS AUT 24	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	50	2,986
300	CS AUT 25	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	30	1,791
301	CS AUT 26	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	30	1,791
302	CS PP 75	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2025	30	1,791
303	CS GCO 01	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2025	30	919
304	CS GCO 02	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2025	6	192
305	CS GCO 03	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2025	30	919
306	CS GCO 04	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2025	30	919
307	CS PP 76	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2025	30	1,791
308	CS PP 77	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2025	30	1,791
309	CS AUT 09	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	125	7,464
310	CS AUT 11	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2025	38	2,247
311	CS PP 78	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2025	14	834
312	CS AUT 27	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	95	5,695
313	CS PP 79	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2025	30	1,791
314	CS PP 38	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	25	1,475
315	CS PP 80	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	11-Laguna	Por iniciar obras	2025	30	1,791
316	CS PP 81	Solar fotovoltaica	PP	COAH	05-Norte	11-Laguna	Por iniciar obras	2025	30	1,791
317	CS PP 82	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2025	30	1,791

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
318	CS PP 83	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2025	30	1,791
319	CS PP 84	Solar fotovoltaica	PP	COAH	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2025	30	1,791
320	CS PP 112	Solar fotovoltaica	PP	COAH	05-Norte	11-Laguna	En construcción	2025	22	1,326
321	CCC CFE 11	Ciclo Combinado	CFE	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	Cancelado en PEF 2016	2026	63	1,657
322	CE GCO 10	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto Nuevo	2026	150	3,937
323	CE GCO 11	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto Nuevo	2026	88	2,308
324	CE GCO 12	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Salttilo	Proyecto Nuevo	2026	200	5,249
325	CE GCO 13	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Salttilo	Proyecto Nuevo	2026	188	4,935
326	CE GCO 14	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Salttilo	Proyecto Nuevo	2026	162	4,262
327	CE AUT 78	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	En construcción	2026	200	6,824
328	CE AUT 79	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	17-Salttilo	Por iniciar obras	2026	50	1,706
329	CE PP 10	Eólica	PP	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	Por iniciar obras	2026	30	1,024
330	CE AUT 30	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Por iniciar obras	2026	200	6,824
331	CE AUT 21	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	17-Salttilo	Por iniciar obras	2026	50	1,706
332	CG GCO 10	Geotérmica	Genérico	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2026	44	1,159
333	CG GCO 11	Geotérmica	Genérico	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2026	11	300
334	CH GCO 08	Hidroeléctrica	Genérico	VER	02-Oriental	37-Coatzacoalcos	Proyecto Nuevo	2026	281	5,440
335	CS AUT 28	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2026	100	5,971
336	CS AUT 12	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2026	40	2,388
337	CS PP 85	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2026	30	1,791
338	CS PP 86	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2026	19	1,134
339	CS GCO 05	Solar Fotovoltaica	Genérico	DGO	05-Norte	10-Durango	Proyecto Nuevo	2026	56	1,709
340	CS GCO 06	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2026	82	2,521
341	CS GCO 07	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2026	100	3,063
342	CS PP 87	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2026	30	1,764
343	CS PP 88	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2026	30	1,791
344	CS AUT 29	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2026	128	7,665

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
345	CS PP 89	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2026	24	1,418
346	CS AUT 30	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	En construcción	2026	15	908
347	CS AUT 31	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2026	5	276
348	CS AUT 32	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2026	26	1,552
349	CS AUT 15	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2026	40	1,606
350	CS AUT 33	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	En construcción	2026	15	908
351	CS AUT 34	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2026	20	1,194
352	CS GEN 02	Solar fotovoltaica	GEN	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2026	35	1,405
353	CS PP 90	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2026	29	1,776
354	CS PP 91	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2026	71	2,845
355	CCC CFE 13	Ciclo Combinado	CFE	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	Proyecto Nuevo	2027	117	2,431
356	CE GCO 15	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto Nuevo	2027	82	2,156
357	CE GCO 16	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Proyecto Nuevo	2027	42	1,111
358	CE AUT 80	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2027	50	1,706
359	CE AUT 63	Eólica	AUT	NL	06-Noreste	16-Monterrey	Por iniciar obras	2027	40	1,365
360	CE GCO 17	Eólica	Genérico	TAMS	06-Noreste	15-Matamoros	Proyecto Nuevo	2027	275	9,458
361	CE AUT 81	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2027	300	10,236
362	CE AUT 20	Eólica	AUT	NL	06-Noreste	16-Monterrey	En construcción	2027	250	8,530
363	CE AUT 59	Eólica	AUT	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	Por iniciar obras	2027	150	5,118
364	CG CFE 08	Geotérmica	CFE	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2027	27	715
365	CG GCO 12	Geotérmica	Genérico	JAL	03-Occidental	23-Guadalajara	Proyecto Nuevo	2027	36	955
366	CS AUT 35	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	07-Juárez	Por iniciar obras	2027	30	1,791
367	CS PP 33	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2027	25	1,493
368	CS PP 92	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	En construcción	2027	30	1,791
369	CS GCO 08	Solar Fotovoltaica	Genérico	DGO	05-Norte	10-Durango	Proyecto Nuevo	2027	30	919
370	CS GCO 09	Solar Fotovoltaica	Genérico	DGO	05-Norte	10-Durango	Proyecto Nuevo	2027	30	919

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
371	CS GCO 10	Solar Fotovoltaica	Genérico	DGO	05-Norte	10-Durango	Proyecto Nuevo	2027	30	919
372	CS GCO 11	Solar Fotovoltaica	Genérico	DGO	05-Norte	10-Durango	Proyecto Nuevo	2027	16	490
373	CS GCO 12	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2027	18	542
374	CS PP 93	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	En construcción	2027	10	597
375	CS PP 94	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	En construcción	2027	30	1,791
376	CS PP 95	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	En construcción	2027	30	1,791
377	CS PP 96	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2027	30	1,791
378	CS AUT 36	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	07-Juárez	En construcción	2027	30	1,791
379	CS AUT 37	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	07-Juárez	Por iniciar obras	2027	30	1,791
380	CS PP 97	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2027	30	1,791
381	CS PP 98	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2027	30	1,791
382	CS PP 99	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2027	6	373
383	CS AUT 14	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2027	25	1,493
384	CS PP 19	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2027	30	1,791
385	CS PP 20	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2027	30	1,791
386	CS PP 100	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2027	30	1,791
387	CS PP 101	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	08-Moctezuma	Por iniciar obras	2027	30	1,791
388	CS PP 102	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	07-Juárez	Por iniciar obras	2027	30	1,791
389	CS AUT 38	Solar fotovoltaica	AUT	CHIH	05-Norte	07-Juárez	En construcción	2027	30	1,791
390	CS PP 103	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	07-Juárez	Por iniciar obras	2027	30	1,791
391	CS PP 104	Solar fotovoltaica	PP	CHIH	05-Norte	07-Juárez	En construcción	2027	11	661
392	CS PP 105	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	En construcción	2027	30	1,791
393	CS PP 106	Solar	PP	CHIH	05-Norte	07-Juárez	En construcción	2027	30	1,791

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Proyecto <sup>1/</sup>	Tecnología	Modalidad <sup>2/</sup>	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Estatus <sup>3/</sup>	Año <sup>4/</sup>	Capacidad Bruta <sup>4/</sup> (MW)	Inversión estimada <sup>5/</sup> (millones de Pesos)
		fotovoltaica								
394	CS PP 107	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2027	30	1,791
395	CS PP 108	Solar fotovoltaica	PP	DGO	05-Norte	10-Durango	Por iniciar obras	2027	30	1,791
396	CCC CFE 23	Ciclo Combinado	CFE	HGO	01-Central	31-Central	Proyecto Nuevo	2028	1,162	13,218
397	CN GCO 01	Nucleoeléctrica	Genérico	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Proyecto Nuevo	2028	1,360	111,226
398	CS GCO 13 <sup>7/</sup>	Solar Fotovoltaica	Genérico	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Proyecto Nuevo	2028	24	727
399	CS PP 109	Solar fotovoltaica	PP	BC	08-Baja California	48-Mexicali	En construcción	2028	5	322
400	CS PP 15	Solar fotovoltaica	PP	BC	08-Baja California	48-Mexicali	Por iniciar obras	2028	30	1,791
401	CS PP 35	Solar fotovoltaica	PP	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	Por iniciar obras	2028	30	1,791
402	CS AUT 39	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2028	1	52
403	CS AUT 40	Solar fotovoltaica	AUT	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	En construcción	2028	10	597
404	CCC CFE 24	Ciclo Combinado	CFE	MEX	01-Central	31-Central	Proyecto Nuevo	2029	601	7,243
405	CN GCO 02 <sup>7/</sup>	Nucleoeléctrica	Genérico	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Proyecto Nuevo	2029	1,360	111,226
406	CS GCO 14	Solar Fotovoltaica	Genérico	BC	08-Baja California	47-Ensenada	Proyecto Nuevo	2029	60	1,838
407	CS PP 110	Solar fotovoltaica	PP	BC	08-Baja California	48-Mexicali	En construcción	2029	10	597
408	CS PP 111	Solar fotovoltaica	PP	SON	08-Baja California	49-San Luis Río Colorado	En construcción	2029	30	1,791
409	CCC CFE 18	Ciclo Combinado	CFE	MOR	01-Central	31-Central	Condicionado	2030	629	13,019
410	CN GCO 03	Nucleoeléctrica	Genérico	VER	02-Oriental	33-Veracruz	Proyecto Nuevo	2030	1,360	111,226
411	CS GCO 15 <sup>7/</sup>	Solar Fotovoltaica	Genérico	BC	08-Baja California	47-Ensenada	Proyecto Nuevo	2030	40	1,225
412	CS PP 30	Solar fotovoltaica	PP	BC	08-Baja California	47-Ensenada	Por iniciar obras	2030	30	1,791
413	CS PP 31	Solar fotovoltaica	PP	BC	08-Baja California	47-Ensenada	Por iniciar obras	2030	30	1,791
<b>Total <sup>6/</sup></b>									<b>57,122</b>	<b>1,683,587</b>

<sup>1/</sup> CBIO: Central Bioenergía, CCAR: Central Carboeléctrica, CCC: Central Ciclo Combinado, CCE: Central Cogeneración Eficiente, CCI: Central Combustión Interna, CE: Central Eólica, CG: Central Geotérmica, CH: Central Hidroeléctrica, CN: Central Nucleoeléctrica, CS: Central Solar Fotovoltaica y Termosolar, CTC: Central Termoeléctrica Convencional, CTG: Central Turbogás, IMP: Importación. <sup>2/</sup> AUT: Autoabastecimiento, CFE: Comisión Federal de Electricidad, COG: Cogeneración, EXP: Exportación, GEN: Generación; GCO: Genérico, IMP: Importación, OTR: Otros, PIE: Productor Independiente de Energía, PP: Pequeña Producción, <sup>3/</sup> Actualizado al 30 de abril de 2016, con información de CFE, CRE y CENACE. <sup>4/</sup> La capacidad y la fecha de inicio de operación pueden variar de acuerdo a las condiciones del SEN. <sup>5/</sup> Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. Tipo de cambio al cierre de 2015: 17.06. <sup>6/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. <sup>7/</sup> Conforme a los artículos 27, párrafo octavo, y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, corresponde a la Nación de manera exclusiva la generación de energía nuclear. Fuente: Elaborado por SENER.

## Retiro de centrales eléctricas

Los Generadores que representen centrales eléctricas interconectadas al SEN, tienen la obligación de notificar al CENACE los retiros programados de sus centrales eléctricas, con una anticipación de al menos 365 días naturales antes de la fecha programada de retiro. Posteriormente, en un periodo de 30 días naturales, el CENACE evalúa si la unidad de central eléctrica es necesaria o no para asegurar la confiabilidad del SEN, el resultado de dicha evaluación lo notifica al Generador<sup>92</sup>.

El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas está alineado con el cumplimiento de:

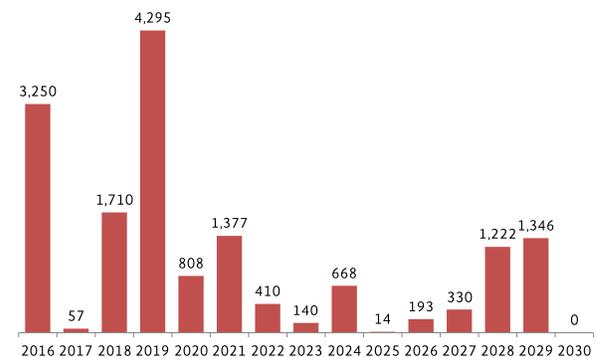
- Entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las candidatas a retiro.
- Entrada en operación en la fecha programada de las líneas y subestaciones requeridas para mantener la confiabilidad del sistema.
- Preservación de la confiabilidad del SEN.
- Reducción de fallas prolongadas en algunos equipos.
- Garantía del suministro de combustibles.
- El crecimiento pronosticado de la demanda de energía eléctrica.

Derivado de lo anterior, se ha programado el retiro de 15,820 MW de capacidad para el periodo 2016-2030 (ver Gráfico 4.4.4.).

De esta forma, se sugiere el retiro de 140 unidades generadoras, ubicadas en 22 entidades del país (ver Mapa 4.4.13.). El 69% de la capacidad total a retirar en el periodo, corresponde termoeléctricas convencionales (ver Gráfico 4.4.5.).

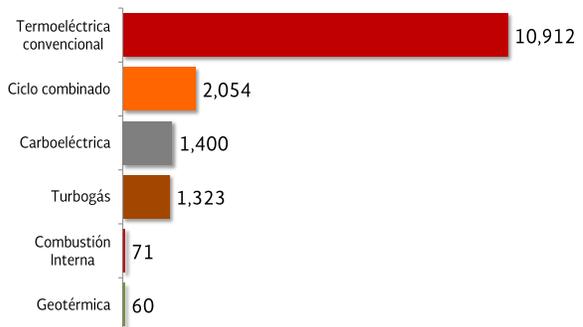
El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2016-2030 sólo contempla las centrales pertenecientes a la CFE (ver Tabla 4.4.9.).

**GRÁFICO 4.4.4. RETIRO DE CAPACIDAD 2016-2030**  
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

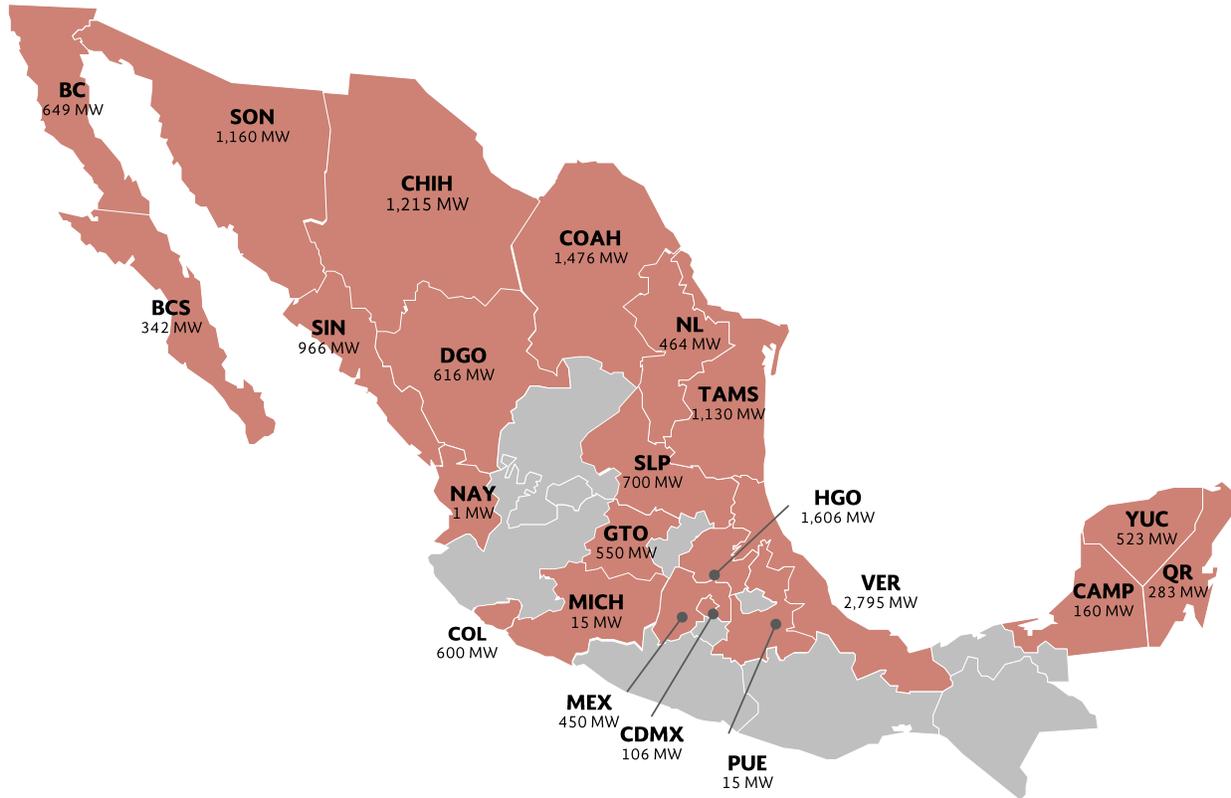
**GRÁFICO 4.4.5. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

<sup>92</sup> De conformidad con el artículo 18, fracción IV, de la LIE, y base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico.

MAPA 4.4.13. RETIRO DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016-2030  
(Megawatt)



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

**TABLA 4.4.9. PROGRAMA INDICATIVO PARA EL RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2016-2030**

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Año de retiro <sup>1/</sup>	Capacidad (MW)
1	Chávez U1	Turbogás	Francisco I. Madero	COAH	05-Norte	11-Laguna	2016	14.0
2	Chávez U2	Turbogás	Francisco I. Madero	COAH	05-Norte	11-Laguna	2016	14.0
3	Culiacán	Turbogás	Culiacán	SIN	04-Noroeste	05-Culiacán	2016	30.0
4	Dos Bocas U3	Ciclo combinado	Medellín de Bravo	VER	02-Oriental	33-Veracruz	2016	63.0
5	Dos Bocas U4	Ciclo combinado	Medellín de Bravo	VER	02-Oriental	33-Veracruz	2016	63.0
6	Dos Bocas U6	Ciclo combinado	Medellín de Bravo	VER	02-Oriental	33-Veracruz	2016	100.0
7	Fundidora	Turbogás	Monterrey	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2016	12.0
8	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U1	Termoeléctrica convencional	Guaymas	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2016	84.0
9	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U2	Termoeléctrica convencional	Guaymas	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2016	84.0
10	Huicot	Combustión Interna	Tepic	NAY	03-Occidental	22-Tepic	2016	1.2
11	Industrial Caborca U1	Turbogás	Caborca	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	2016	12.0
12	Industrial Juárez	Turbogás	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2016	18.0
13	La Laguna U1	Turbogás	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	11-Laguna	2016	14.0
14	La Laguna U3	Turbogás	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	11-Laguna	2016	14.0
15	La Laguna U4	Turbogás	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	11-Laguna	2016	14.0
16	Leona U1	Turbogás	Monterrey	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2016	12.0
17	Leona U2	Turbogás	Monterrey	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2016	12.0
18	Lerma (Campeche) U2	Termoeléctrica convencional	Campeche	CAMP	07-Peninsular	41-Lerma	2016	37.5
19	Lerma (Campeche) U3	Termoeléctrica convencional	Campeche	CAMP	07-Peninsular	41-Lerma	2016	37.5
20	Lerma (Campeche) U4	Termoeléctrica convencional	Campeche	CAMP	07-Peninsular	41-Lerma	2016	37.5
21	Los Humeros U3	Geotérmica	Chignautla	PUE	02-Oriental	34-Puebla	2016	5.0
22	Los Humeros U6	Geotérmica	Chignautla	PUE	02-Oriental	34-Puebla	2016	5.0
23	Los Humeros U8	Geotérmica	Chignautla	PUE	02-Oriental	34-Puebla	2016	5.0
24	Monclova U1	Turbogás	Monclova	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	2016	18.0
25	Monclova U2	Turbogás	Monclova	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	2016	30.0
26	Nonoalco U1	Turbogás	Cuauhtémoc	CDMX	01-Central	31-Central	2016	32.0
27	Nonoalco U2	Turbogás	Cuauhtémoc	CDMX	01-Central	31-Central	2016	32.0
28	Nonoalco U3	Turbogás	Cuauhtémoc	CDMX	01-Central	31-Central	2016	42.0
29	Parque U2	Turbogás	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2016	18.0
30	Parque U3	Turbogás	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2016	13.0
31	Tecnológico	Turbogás	Monterrey	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2016	26.0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Año de retiro <sup>1/</sup>	Capacidad (MW)
32	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U1	Termoeléctrica convencional	Tuxpan	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2016	350.0
33	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U2	Termoeléctrica convencional	Tuxpan	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2016	350.0
34	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U3	Termoeléctrica convencional	Tuxpan	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2016	350.0
35	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U4	Termoeléctrica convencional	Tuxpan	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2016	350.0
36	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U5	Termoeléctrica convencional	Tuxpan	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2016	350.0
37	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U6	Termoeléctrica convencional	Tuxpan	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2016	350.0
38	Universidad U1	Turbogás	Monterrey	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2016	12.0
39	Universidad U2	Turbogás	Monterrey	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2016	12.0
40	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U1	Termoeléctrica convencional	Valladolid	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2016	37.5
41	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U2	Termoeléctrica convencional	Valladolid	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2016	37.5
42	Valle de México U2	Termoeléctrica convencional	Acolman	MEX	01-Central	31-Central	2016	150.0
43	Yécora U1	Combustión Interna	Yécora	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2016	0.3
44	Yécora U2	Combustión Interna	Yécora	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2016	0.3
45	Yécora U3	Combustión Interna	Yécora	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2016	0.6
46	Yécora U4	Combustión Interna	Yécora	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2016	0.7
47	Los Cabos U1	Turbogás	Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	52-Los Cabos	2017	30.0
48	Los Cabos U3	Turbogás	Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	52-Los Cabos	2017	27.2
49	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U3	Termoeléctrica convencional	Guaymas	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2018	158.0
50	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U4	Termoeléctrica convencional	Guaymas	SON	04-Noroeste	03-Obregón	2018	158.0
51	Los Azufres U2	Geotérmica	Hidalgo	MICH	03-Occidental	28-Carapan	2018	5.0
52	Los Azufres U6	Geotérmica	Hidalgo	MICH	03-Occidental	28-Carapan	2018	5.0
53	Los Azufres U8	Geotérmica	Hidalgo	MICH	03-Occidental	28-Carapan	2018	5.0
54	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U3	Termoeléctrica convencional	Manzanillo	COL	03-Occidental	27-Manzanillo	2018	300.0
55	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U4	Termoeléctrica convencional	Manzanillo	COL	03-Occidental	27-Manzanillo	2018	300.0
56	Mazatlán II (José Aceves Pozos) U1	Termoeléctrica convencional	Mazatlán	SIN	04-Noroeste	06-Mazatlán	2018	158.0
57	Samalayuca U1	Termoeléctrica convencional	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2018	158.0
58	Samalayuca U2	Termoeléctrica convencional	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2018	158.0

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Año de retiro <sup>1/</sup>	Capacidad (MW)
59	Santa Rosalía U3	Combustión Interna	Mulegé	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	2018	1.2
60	Santa Rosalía U4	Combustión Interna	Mulegé	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	2018	1.2
61	Santa Rosalía U5	Combustión Interna	Mulegé	BCS	10-Mulegé	53-Mulegé	2018	2.8
62	Valle de México U1	Termoeléctrica convencional	Acolman	MEX	01-Central	31-Central	2018	150.0
63	Valle de México U3	Termoeléctrica convencional	Acolman	MEX	01-Central	31-Central	2018	150.0
64	Altamira U3	Termoeléctrica convencional	Altamira	TAMS	06-Noreste	19-Huasteca	2019	250.0
65	Altamira U4	Termoeléctrica convencional	Altamira	TAMS	06-Noreste	19-Huasteca	2019	250.0
66	Dos Bocas U1	Ciclo combinado	Medellín de Bravo	VER	02-Oriental	33-Veracruz	2019	63.0
67	Dos Bocas U2	Ciclo combinado	Medellín de Bravo	VER	02-Oriental	33-Veracruz	2019	63.0
68	Dos Bocas U5	Ciclo combinado	Medellín de Bravo	VER	02-Oriental	33-Veracruz	2019	100.0
69	Francisco Villa U4	Termoeléctrica convencional	Delicias	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	2019	150.0
70	Francisco Villa U5	Termoeléctrica convencional	Delicias	CHIH	05-Norte	09-Chihuahua	2019	150.0
71	Gómez Palacio U1, U2 y U3	Ciclo combinado	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	11-Laguna	2019	239.8
72	Huinalá U1-U5	Ciclo combinado	Pesquería	NL	06-Noreste	16-Monterrey	2019	377.7
73	Mexicali U1	Turbogás	Mexicali	BC	08-Baja California	48-Mexicali	2019	26.0
74	Mexicali U2	Turbogás	Mexicali	BC	08-Baja California	48-Mexicali	2019	18.0
75	Mexicali U3	Turbogás	Mexicali	BC	08-Baja California	48-Mexicali	2019	18.0
76	Parque U4	Turbogás	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2019	28.0
77	Puerto Libertad U1	Termoeléctrica convencional	Pitiquito	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	2019	158.0
78	Puerto Libertad U2	Termoeléctrica convencional	Pitiquito	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	2019	158.0
79	Puerto Libertad U3	Termoeléctrica convencional	Pitiquito	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	2019	158.0
80	Puerto Libertad U4	Termoeléctrica convencional	Pitiquito	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	2019	158.0
81	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Termoeléctrica convencional	Río Bravo	TAMS	06-Noreste	14-Reynosa	2019	300.0
82	Salamanca U3	Termoeléctrica convencional	Salamanca	GTO	03-Occidental	26-Salamanca	2019	300.0
83	Salamanca U4	Termoeléctrica convencional	Salamanca	GTO	03-Occidental	26-Salamanca	2019	250.0
84	Tijuana U1	Turbogás	Tijuana	BC	08-Baja California	46-Tijuana	2019	30.0
85	Tijuana U2	Turbogás	Tijuana	BC	08-Baja California	46-Tijuana	2019	30.0
86	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz) U1	Termoeléctrica convencional	Ahome	SIN	04-Noroeste	04-Los Mochis	2019	160.0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Año de retiro <sup>1/</sup>	Capacidad (MW)
87	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz) U2	Termoeléctrica convencional	Ahome	SIN	04-Noroeste	04-Los Mochis	2019	160.0
88	Villa de Reyes U1	Termoeléctrica convencional	Villa de Reyes	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	2019	350.0
89	Villa de Reyes U2	Termoeléctrica convencional	Villa de Reyes	SLP	03-Occidental	25-San Luis Potosí	2019	350.0
90	Cerro Prieto I	Geotérmica	Mexicali	BC	08-Baja California	48-Mexicali	2020	30.0
91	Mazatlán II (José Aceves Pozos) U2	Termoeléctrica convencional	Mazatlán	SIN	04-Noroeste	06-Mazatlán	2020	158.0
92	Mazatlán II (José Aceves Pozos) U3	Termoeléctrica convencional	Mazatlán	SIN	04-Noroeste	06-Mazatlán	2020	300.0
93	Presidente Juárez U5	Termoeléctrica convencional	Playas de Rosarito	BC	08-Baja California	46-Tijuana	2020	160.0
94	Presidente Juárez U6	Termoeléctrica convencional	Playas de Rosarito	BC	08-Baja California	46-Tijuana	2020	160.0
95	Cancún U1	Turbogás	Benito Juárez	QR	07-Peninsular	43-Cancún	2021	14.0
96	Cancún U2	Turbogás	Benito Juárez	QR	07-Peninsular	43-Cancún	2021	14.0
97	CCC Poza Rica	Ciclo Combinado	Tehuacán	VER	02-Oriental	32-Poza Rica	2021	242.5
98	Chankanaab U1	Turbogás	Cozumel	QR	07-Peninsular	45-Cozumel	2021	14.0
99	Chankanaab U2	Turbogás	Cozumel	QR	07-Peninsular	45-Cozumel	2021	14.0
100	Industrial Caborca U2	Turbogás	Caborca	SON	04-Noroeste	01-Hermosillo	2021	30.0
101	Mérida II U1	Termoeléctrica convencional	Mérida	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2021	84.0
102	Mérida II U2	Termoeléctrica convencional	Mérida	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2021	84.0
103	Tula (Francisco Pérez Ríos) U1	Termoeléctrica convencional	Tula de Allende	HGO	01-Central	31-Central	2021	330.0
104	Tula (Francisco Pérez Ríos) U2	Termoeléctrica convencional	Tula de Allende	HGO	01-Central	31-Central	2021	330.0
105	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U1, U2 y U3	Ciclo combinado	Valladolid	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2021	220.0
106	Los Cabos U2	Turbogás	Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	52-Los Cabos	2022	27.4
107	Cancún U3	Turbogás	Benito Juárez	QR	07-Peninsular	43-Cancún	2022	30.0
108	Cancún U5	Turbogás	Benito Juárez	QR	07-Peninsular	43-Cancún	2022	44.0
109	Chankanaab U4	Turbogás	Cozumel	QR	07-Peninsular	45-Cozumel	2022	25.0
110	Ciudad Constitución	Turbogás	Comondú	BCS	09-Baja California Sur	50-Villa Constitución	2022	33.2
111	Ciudad del Carmen U1	Turbogás	Carmen	CAMP	07-Peninsular	41-Lerma	2022	14.0
112	Ciudad del Carmen U3	Turbogás	Carmen	CAMP	07-Peninsular	41-Lerma	2022	17.0
113	Mérida II	Turbogás	Mérida	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2022	30.0
114	Nachi - Cocom	Turbogás	Mérida	YUC	07-Peninsular	42-Mérida	2022	30.0
115	Nizuc U1	Turbogás	Benito Juárez	QR	07-Peninsular	43-Cancún	2022	44.0

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de Control	Región de Transmisión	Año de retiro <sup>1/</sup>	Capacidad (MW)
116	Nizuc U2	Turbogás	Benito Juárez	QR	07-Peninsular	43-Cancún	2022	44.0
117	San Carlos (Agustín Olachea A.) U1	Combustión Interna	Comondú	BCS	09-Baja California Sur	50-Villa Constitución	2022	31.5
118	Xul - Ha U1	Turbogás	Othón P. Blanco	QR	07-Peninsular	44-Chetumal	2022	14.0
119	Xul - Ha U2	Turbogás	Othón P. Blanco	QR	07-Peninsular	44-Chetumal	2022	25.7
120	Ciprés	Turbogás	Ensenada	BC	08-Baja California	47-Ensenada	2023	27.4
121	Punta Prieta II U1	Termoeléctrica convencional	La Paz	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	2023	37.5
122	Punta Prieta II U2	Termoeléctrica convencional	La Paz	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	2023	37.5
123	Punta Prieta II U3	Termoeléctrica convencional	La Paz	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	2023	37.5
124	Ciudad del Carmen U2	Turbogás	Carmen	CAMP	07-Peninsular	41-Lerma	2024	16.0
125	Lerdo (Guadalupe Victoria) U1	Termoeléctrica convencional	Lerdo	DGO	05-Norte	11-Laguna	2024	160.0
126	Lerdo (Guadalupe Victoria) U2	Termoeléctrica convencional	Lerdo	DGO	05-Norte	11-Laguna	2024	160.0
127	San Carlos (Agustín Olachea A.) U2	Combustión Interna	Comondú	BCS	09-Baja California Sur	50-Villa Constitución	2024	31.5
128	Tula (Francisco Pérez Ríos) U5	Termoeléctrica convencional	Tula de Allende	HGO	01-Central	31-Central	2024	300.0
129	La Laguna U2	Turbogás	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	11-Laguna	2025	14.0
130	La Paz (Punta Prieta) U1	Turbogás	La Paz	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	2026	18.0
131	La Paz (Punta Prieta) U2	Turbogás	La Paz	BCS	09-Baja California Sur	51-La Paz	2026	25.0
132	Tijuana U3	Turbogás	Tijuana	BC	08-Baja California	46-Tijuana	2026	150.0
133	CT Altamira Unidades 1 y 2 (RM)	Termoeléctrica Convencional	Altamira	TAMS	06-Noreste	19-Huasteca	2027	330.0
134	Carbón II U1	Carboeléctrica	Nava	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	2028	350.0
135	Carbón II U2	Carboeléctrica	Nava	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	2028	350.0
136	Samalayuca II U3-U8	Ciclo combinado	Juárez	CHIH	05-Norte	07-Juárez	2028	521.8
137	Carbón II U3	Carboeléctrica	Nava	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	2029	350.0
138	Carbón II U4	Carboeléctrica	Nava	COAH	06-Noreste	12-Río Escondido	2029	350.0
139	Tula (Francisco Pérez Ríos) U3	Termoeléctrica convencional	Tula de Allende	HGO	01-Central	31-Central	2029	322.8
140	Tula (Francisco Pérez Ríos) U4	Termoeléctrica convencional	Tula de Allende	HGO	01-Central	31-Central	2029	322.8
<b>Total<sup>2/</sup></b>								<b>15,820</b>

Nota: El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2016 – 2030 sólo contempla las centrales pertenecientes a la CFE. <sup>1/</sup> La fecha de retiro puede variar de acuerdo con las condiciones del SEN. <sup>2/</sup> El total puede no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

#### 4.5. Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica

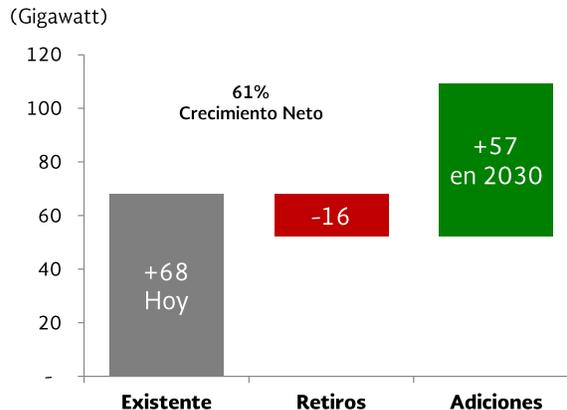
En el año 2030, la capacidad total disponible será equivalente a 109,367 MW, al considerar la evolución anual de las adiciones y los retiros de las unidades generadoras que integran al SEN, por lo que se estima que en el horizonte de planeación 2016-2030, la capacidad instalada aumente en 61% en relación con la capacidad en operación al 31 de diciembre de 2015 (ver Gráfico 4.5.1.; Anexo, Tabla 4.5.1).

La capacidad instalada estará definida por un 50% correspondiente a tecnologías convencionales y 50% en tecnologías limpias. Los ciclos combinados, así como las centrales eólicas e hidroeléctricas predominarán en la infraestructura de generación eléctrica del país (ver Gráfico 4.5.2.).

Asimismo, la generación eléctrica estimada para 2030 será equivalente a 443,606 GWh. De esta forma, la matriz eléctrica contará con una participación en la

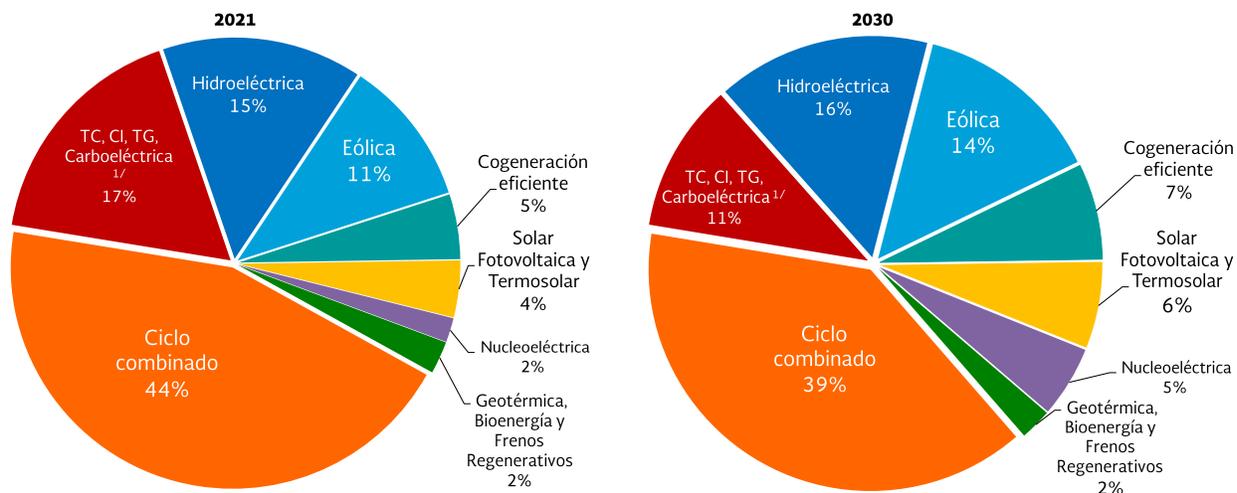
generación del 59% de energías convencionales y 41% de Energías Limpias (ver Gráfico 4.5.3., Anexo, Tabla 4.5.2.).

**GRÁFICO 4.5.1. CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE EN 2030**  
(Gigawatt)



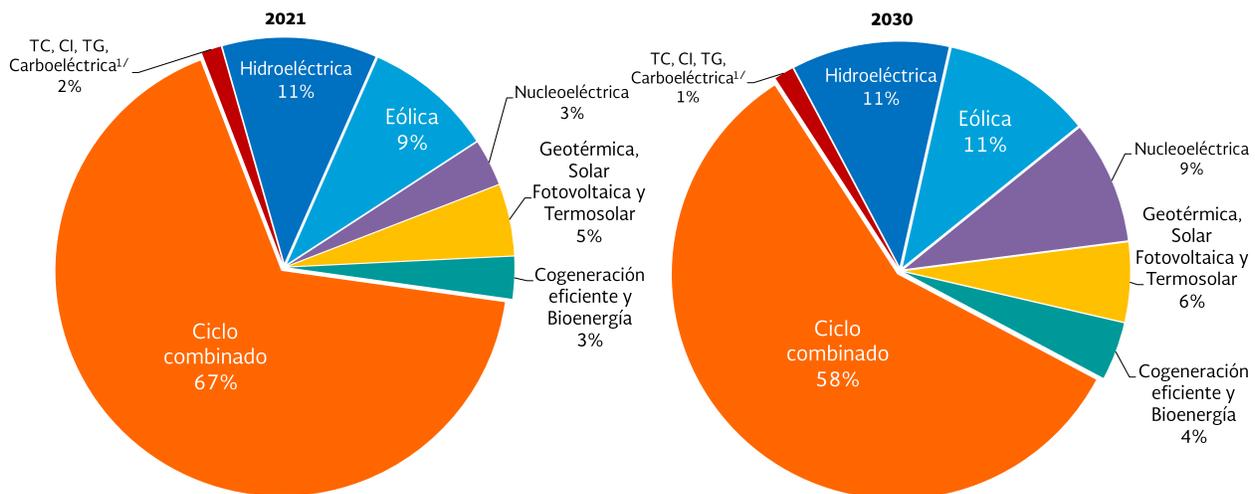
Fuente: Elaborado por SENER.

**GRÁFICO 4.5.2. CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2021 Y 2030**  
(Porcentaje)



<sup>1/</sup> Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna, Turbogás, Lecho fluidizado e Importación. <sup>2/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

**GRÁFICO 4.5.3. GENERACIÓN TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2021 Y 2030**  
(Porcentaje)



<sup>1/</sup> Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna, Turbogás, Lecho fluidizado e Importación. <sup>2/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

#### 4.6. Costos del Sistema Eléctrico Nacional

El PIIRCE 2016-2030 comprende el conjunto de proyectos de centrales eléctricas que se llevarán a cabo en los próximos 15 años procurando el menor costo para el SEN. Esto es, la planeación de la generación considerada en el presente programa, minimiza el valor presente del costo total:

$$CT = C_{INV} + C_{O\&M} + C_{ENS}$$

Donde  $C_{INV}$  es el valor presente de los costos de inversión en proyectos de generación y transmisión;  $C_{O\&M}$  es el valor presente de los costos de operación y mantenimiento, fijos (FO&M) y variables (VO&M), más el valor presente de los costos por combustibles;  $C_{ENS}$  es el valor presente de la energía no suministrada (Costo de Falla).

De acuerdo con los resultados del modelo de optimización, el costo total del SEN se estima en 194,313 millones de dólares para el periodo de planeación. Los costos por consumo de combustibles y de inversión son los conceptos que mayor peso tienen en la estructura del costo total (ver Figura 4.6.1).

La trayectoria del costo total es descendente, con una tasa media anual de -2.3% entre 2016 y 2029<sup>93</sup>. Esta tendencia se debe a la disminución en todos sus componentes, con excepción al costo asociado a la inversión de proyectos, el cual se incrementará en 9% en promedio anual, con un máximo en el año 2020, debido a la inercia de los proyectos que actualmente se encuentran en desarrollo y construcción (ver Gráfico 4.6.1., Anexo, Tabla 4.6.1. y 4.6.2.).

Los costos FO&M, VO&M y de combustibles, muestran una trayectoria descendente más pronunciada que la del costo total, con tasas medias anuales de -5.9%, -6.1% y -5.5%, respectivamente. Este comportamiento futuro se explica por la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, que implica la integración de tecnologías con mayor innovación y desarrollo, que resultará en ahorros para el sistema por:

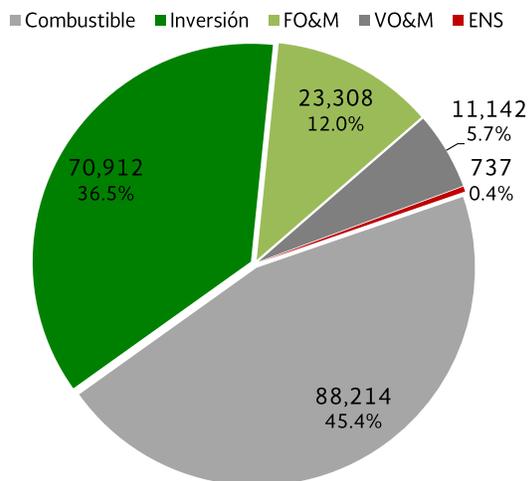
- a. Un menor consumo de combustibles fósiles en sustitución con fuentes limpias;

<sup>93</sup> Para determinar el costo total del SEN correspondiente al periodo de planeación, se asume que el sistema continuará tanto con la expansión como la operación de las unidades generadoras en los años posteriores a 2030, por lo que se considera los efectos de los nuevos proyectos a realizarse y la vida económica de las centrales eléctricas, como una perpetuidad en la suma del valor actualizado de los costos en el último año del horizonte de planeación.

- b. La renovación de la infraestructura de generación y la rehabilitación de las unidades para optimizar el rendimiento de las centrales eléctricas, y
- c. Una mayor eficiencia de los equipos y unidades que integran las centrales eléctricas, gracias a las mejoras tecnológicas y aprovechamiento sustentable de las fuentes primarias de energía.

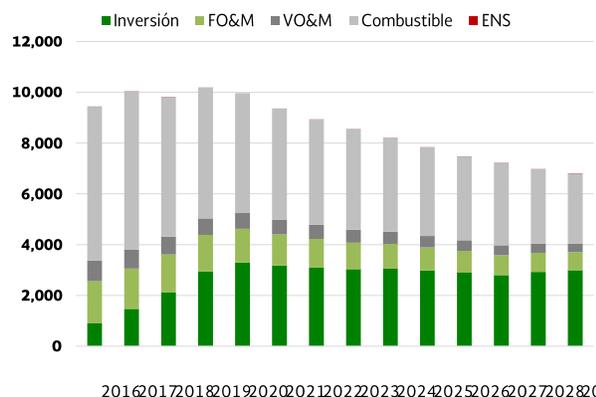
El costo de energía no suministrada representa menos del 1% del costo total, y su valor estimado en el periodo de planeación es de 737 millones de dólares.

**FIGURA 4.6.1. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SEN**  
(millones de dólares)



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

**GRÁFICO 4.6.1. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2016-2030**  
(millones de dólares)



Fuente: Elaborado por SENER.

## 4.7. Análisis de confiabilidad

La energía eléctrica se caracteriza por ser un bien que se entregue en el mismo instante en el que es producido, sin la posibilidad de que éste se pueda almacenar en grandes cantidades. Lo anterior, implica que el sistema eléctrico conserve un balance continuo e instantáneo entre la producción y el consumo de energía eléctrica.

Una forma de asegurar el balance es mantener una reserva de capacidad por encima del nivel de demanda esperado, de tal forma que el sistema pueda responder a los desajustes inesperados entre la oferta y la demanda de electricidad.

Es así que todo sistema eléctrico debe contar con requerimientos técnicos y operativos mínimos, de forma que el SEN pueda llevar a cabo su planeación y operación con un nivel adecuado de confiabilidad.

En este sentido, la confiabilidad es la habilidad del SEN para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho<sup>94</sup>.

### Metodología para determinar el nivel de confiabilidad

#### Representación del SEN

- **Unidades generadoras:** corresponde a las centrales eléctricas que se encuentran en operación y las que iniciarán operaciones en las fechas establecidas en el PIIRCE 2016-2030.
- **Transmisión:** se consideró un sistema eléctrico integrado por 53 nodos (regiones de transmisión) para la planeación de la generación 2016-2030. A su vez, se consideró un sistema eléctrico integrado por 10 nodos (regiones de control) para la evaluación de la confiabilidad.

#### Definición de términos

Se consideran los siguientes términos para la definición de los índices de confiabilidad:

- **Capacidad instalada:** se refiere a la cantidad de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está

<sup>94</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción X, de la LIE.

diseñada para producir o dejar de consumir; también conocida como la capacidad de placa. La capacidad instalada no refleja reducciones por mantenimiento y falla de las Centrales Eléctricas.

- **Capacidad entregada:** se refiere a la cantidad de potencia que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso a la disposición del SEN en las horas críticas de un año dado. La capacidad entregada refleja reducciones por mantenimiento y falla de las centrales eléctricas.
- **Demanda por balance:** se refiere a la demanda en una zona predeterminada del SEN incluyendo todas las pérdidas técnicas y las no técnicas. Equivale a la cantidad total de energía que se debe generar o importar a esa parte del sistema eléctrico. La demanda por balance no incluye los usos propios de las Centrales Eléctricas. La demanda por balance se obtiene sumando la generación en la zona más importaciones menos exportaciones.
- **Demanda por retiros:** se refiere a la demanda entregada por el Mercado Eléctrico Mayorista a los representantes de los Centros de Carga. La demanda por retiros solamente incluirá las pérdidas que ocurren en la red que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, típicamente la Red Nacional de Transmisión.

### Definición de índices de confiabilidad

1. **Pérdida de carga esperada (LOLE)<sup>95</sup>:** es el número de horas o días en un año, en los que la demanda del sistema excede su capacidad disponible. El LOLE se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{LOLE} = \sum_{k=1}^{y_k} \text{LOLP}(d_B) \times f(d_B),$$

Donde  $y_k$  es el número de periodos del horizonte analizado;  $f(d_B)$  es la probabilidad o número de casos sobre el total donde se observa la demanda máxima por balance  $d_B$ ;  $\text{LOLP}(d_B)$  es la probabilidad de pérdida de carga para la demanda máxima por balance  $d_B$ .

<sup>95</sup> LOLE: "Loss of Load Expectation", por sus siglas en inglés.

2. **Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)<sup>96</sup>:** es la probabilidad de pérdida de carga durante el intervalo de tiempo analizado. Corresponde a la suma de todos los casos probables donde la capacidad disponible de las unidades generadoras es menor a la demanda del periodo analizado. El LOLP se calcula con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{LOLP} &= P(CI - X \leq d_B + SC) \\ &= P(X \geq CI - d_B - SC) \\ &= 1 - F_y(CI - d_B - SC) \end{aligned}$$

Donde  $X$  es una variable aleatoria que representa los niveles de capacidad indisponible del sistema (MW);  $d_B$  es la demanda máxima por balance;  $SC$  es el requisito total de servicios conexos (reservas de regulación secundaria, reservas operativas rodantes y no rodantes, y reservas suplementarias) en la hora de la demanda máxima;  $F_y(CI - d_B - SC)$  es la función de probabilidad de capacidad indisponible acumulada<sup>97</sup>;  $CI$  es la capacidad instalada en el periodo analizado.

3. **Reserva de planeación en términos de margen de reserva (MR):** corresponde al excedente de la capacidad instalada sobre la demanda por balance. El MR se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\text{MR}_y = \frac{\sum_{i+j} CI - d_B}{d_B} \times 100$$

Donde  $\text{MR}_y$  es la reserva de planeación en términos de margen de reserva en el año y expresado en porcentaje;  $CI$  es la capacidad instalada de las unidades generadoras (MW);  $d_B$  es la demanda máxima por balance (MW);  $i$  son las unidades generadoras existentes;  $j$  son las unidades generadoras candidatas<sup>98</sup>.

4. **Reserva de planeación en términos de Requisito de Potencia (RP):** corresponde al excedente de la capacidad entregada sobre la demanda por retiro. El RP se calcula a partir de la siguiente expresión:

<sup>96</sup> LOLP: "Loss of Load Probability", por sus siglas en inglés.

<sup>97</sup> Se interpreta como la probabilidad de que el sistema tenga una capacidad indisponible menor a  $CI - d_B - SC$ .

<sup>98</sup> De conformidad con la Base 2, de las Bases del Mercado Eléctrico (DOF 08/09/2015).

$$RP_y = \frac{\sum_{i+j} CE - d_R}{d_R} \times 100$$

Donde  $RP_y$  es la reserva de planeación para requisitos de potencia en el año y expresado en porcentaje;  $CE$  es la capacidad entregada de las unidades generadoras (MW);  $d_R$  es la demanda por retiro promedio en las 100 horas críticas del año (MW);  $i$  son las unidades generadoras existentes;  $j$  son las unidades generadoras candidatas<sup>99</sup>.

Cabe señalar que el término  $RP_y$  en su nivel mínimo es equivalente al término  $RTG$  definido en la resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el DOF el 14 de enero de 2016.

### Pasos para calcular los índices de confiabilidad

**Paso 1.** Se lleva a cabo la solución del problema de optimización con programación lineal para la planeación de la generación (descrito en la sección 4.4.3.) y con la representación de la red de transmisión en 53 nodos (ver Mapa 4.1.2.), para cada uno de los valores de la restricción de reserva de planeación. Los resultados constan de los planes óptimos de expansión de la generación y su red de transmisión, que minimizan el valor presente del costo total del sistema, asociados a cada nivel de reserva de planeación.

**Paso 2.** Se lleva a cabo la simulación de un modelo de balance de energía, en consideración de la demanda máxima, la capacidad disponible de las unidades generadoras y la capacidad de transmisión, para determinar el programa de mantenimientos asociado a cada plan de expansión encontrado en el punto anterior. La simulación se realiza con base en un algoritmo que distribuye los mantenimientos en los periodos de mayor capacidad de reserva del sistema para evitar mantenimientos en periodos de demanda máxima. Los resultados constan de los programas de mantenimientos óptimos asociados a cada plan de expansión.

**Paso 3.** Se lleva a cabo la simulación de un modelo de balance de energía en consideración de la demanda máxima, la capacidad disponible de las unidades generadoras y la capacidad de transmisión, para encontrar el nivel de confiabilidad requerido en cada plan de expansión encontrado en el Paso 1, al tomar en cuenta el programa de mantenimientos del Paso 2 y la indisponibilidad de las unidades de generación por salida forzada, en un sistema integrado por 10 nodos

(ver Mapa 4.7.1.). La simulación consiste en aplicar el método recursivo de *convolución*, para conocer el efecto de la indisponibilidad de las unidades generadoras sobre la confiabilidad del sistema eléctrico. Con base en esta técnica, se construye una distribución de probabilidades, la cual se representa con la siguiente función:

$$f(X_p) = (1 - U_c) \cdot f_{p-1}(X_p) + U_c \cdot f_{p-1}(X_p - C_c)$$

Donde  $f_{p-1}(X_p)$  es la probabilidad de que la capacidad indisponible del sistema sea igual a  $X_p$ . Esta probabilidad se calculó utilizando la misma ecuación para el generador anterior a "c".  $X_p$  es la capacidad indisponible del sistema (MW);  $U_c$  es la tasa de salida forzada para la unidad "c" actualmente en la convolución;  $C_c$  es la capacidad disponible de la unidad "c" al momento de demanda máxima.

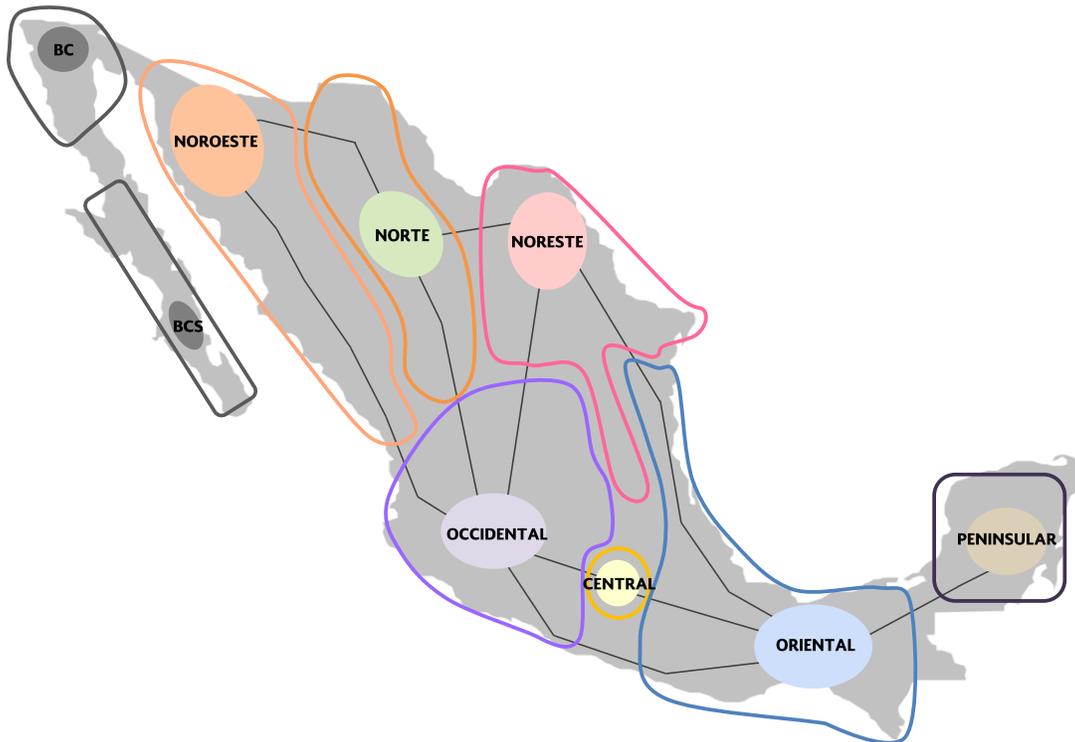
Esta fórmula se repite para cada unidad generadora que compone el sistema eléctrico en estudio. Como resultado, se obtienen los índices de confiabilidad del SEN (LOLE y LOLP) para cada plan de expansión encontrado a partir del Paso 1.

**Paso 4.** Se representa gráficamente los costos totales del SEN de cada uno de los planes de expansión resultado del Paso 1, y sus índices de confiabilidad resultado del Paso 3. La curva de los costos totales del SEN es el instrumento para determinar el menor costo dentro de los costos mínimos del sistema. Los índices de confiabilidad corresponderán a los evaluados en el menor costo dentro de los costos mínimos del sistema (ver Gráfico 4.7.1):

- **Curvas de costos de Operación:** incluyen los costos variables de operación y mantenimiento, de combustible y energía no suministrada.
- **Curvas de costos de Inversión:** incluyen costos de inversión en generación y transmisión, más los costos fijos de operación y mantenimiento.
- **Curva de costos totales:** es la suma de los costos de Operación e Inversión.

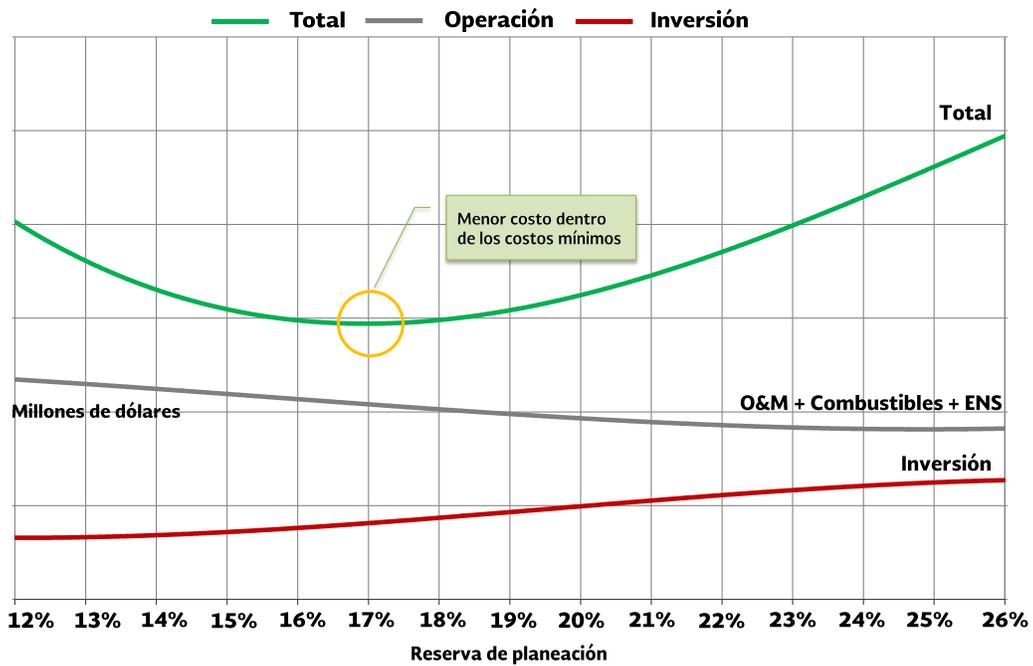
<sup>99</sup> De conformidad con la Base 2, de las Bases del Mercado Eléctrico (DOF 08/09/2015).

**MAPA 4.7.1. REGIONES PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD**



Fuente: Elaborado por SENER.

**GRÁFICO 4.7.1. CURVA TEÓRICA COSTOS**  
(millones de dólares)



Fuente: Elaborado por SENER.

## **Política de Confiabilidad**

La SENER tiene la facultad de establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica<sup>100</sup>. Específicamente, la SENER establecerá la política en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN<sup>101</sup>.

La SENER determinará los índices de confiabilidad que deberán observarse en el proceso de planeación y operación del SEN, en un plazo no mayor a 30 días hábiles después de la publicación de este Programa, para lo cual se tomará como base la metodología antes descrita, así como las premisas y resultados del PIIRCE 2016-2030, en tanto no contravengan las leyes y demás disposiciones aplicables.

---

<sup>100</sup> De conformidad con el artículo 11, fracción I de la LIE.

<sup>101</sup> De conformidad con el artículo 6, fracción I, de la LIE.

# PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) tiene como propósito la minimización de los costos de prestación del servicio, la reducción de los costos de congestión, el incentivar una expansión eficiente de la generación, considerando los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red.

De acuerdo con lo anterior, el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT tiene los siguientes objetivos:

- 1) Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California.
- 2) Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.
- 3) Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.

Para alcanzar dichos objetivos, el PRODESEN contempla tres modalidades de proyectos:

- **Proyectos programados:** proyectos y obras plenamente evaluados e identificados en el proceso de planeación, y que están listos para su ejecución. Se incluyen nuevas obras y obras con asignación en PEF, en etapa de licitación y construcción.
- **Proyectos en estudio:** proyectos y obras que están plenamente identificados en el proceso de planeación, los cuales se encuentran en etapa de evaluación y estudio. Aquellos proyectos cuya evaluación y estudio determine que existe un beneficio neto para el SEN por su realización, serán incluidos en ediciones posteriores del PRODESEN.
- **Proyectos en perspectiva de análisis:** propuestas de proyectos que estarán sujetos a evaluación y estudios de planeación con la finalidad de identificar los beneficios para el SEN y las obras requeridas para su ejecución.

A continuación, se presentan los principales proyectos y obras de transmisión propuestos por el CENACE. Se señalan tanto los proyectos programados y en estudio, asociados a cada uno de los objetivos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, como aquellos que se encuentran en perspectiva de análisis.

**Objetivo 1.** Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California.

#### 1. Proyectos programados

- 1.1. Interconexión de Baja California al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

#### 2. Proyectos en estudio

- 2.1. Interconexión de Baja California Sur y Mulegé al SIN.

**Objetivo 2.** Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

#### 1. Proyectos programados

- 1.1. Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora – Arizona, EUA.
- 1.2. Líneas de Transmisión en Corriente Directa Istmo de Tehuantepec-Valle de México.

**Objetivo 3.** Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.

#### 1. Proyectos programados

- 1.1. Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas.
- 1.2. Chichi Suárez Banco 1.
- 1.3. Potrerillos Banco 4.
- 1.4. Guadalajara Industrial.
- 1.5. Zona La Laguna.
- 1.6. Subestación Lago
- 1.7. Obras Complementarias 2016-2030: 28,071 kilómetros-circuito (km-c); 62,855 MVA de transformación y 10,619 Mvar de compensación.

#### 2. Proyectos en estudio

- 2.1. Dos Bocas Banco 7

- 2.2. Banco de baterías de 10 MW para integrar 90 MW adicionales de capacidad de generación eléctrica renovable en Baja California Sur.

### Proyectos en perspectiva de análisis

1. Cambio de tensión de la línea de transmisión Nacozari – Moctezuma.
2. Revisión de la infraestructura de las interconexiones entre México-Norteamérica y México-Centroamérica para profundizar la integración de los mercados eléctricos y aumentar competitivamente el intercambio de energía eléctrica entre los sistemas eléctricos participantes, entre los que destacan:
  - 2.1. Enlace asíncrono Back to Back Ciudad Juárez, Chihuahua, – El Paso, Texas.
  - 2.2. Enlace asíncrono Back to Back ubicado en Reynosa, Tamaulipas.
  - 2.3. Enlace asíncrono Back to Back entre México – Guatemala.
3. Línea de transmisión Fronteriza en Corriente Directa que recorra la frontera norte del país para interconectar las regiones de transmisión fronterizas y profundizar la integración del intercambio comercial con Norteamérica.
4. Diseño de la red de transmisión y distribución de las principales ciudades con alta densidad de carga y zonas turísticas.
5. Cambio de tensión en la red de suministro de la ciudad de Tijuana.
6. Red de transmisión de la ciudad de Chihuahua a La Laguna.
7. Diseño de la red de transmisión para prever integración de generación renovable en zonas de alto potencial.
8. Análisis para continuar o incrementar las aplicaciones de redes eléctricas

## 5.1 Proyectos programados

### Interconexión de Baja California al Sistema Interconectado Nacional

Problemática y Objetivos	
<b>Problemática</b>	La operación aislada del sistema eléctrico de Baja California provoca potenciales riesgos en la confiabilidad de su operación e imposibilita una mayor integración del SEN de México con Norteamérica. Esta situación también impide aprovechar el potencial de los recursos existentes y futuros para instalar y operar proyectos de generación de energía eléctrica renovable
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Aprovechar la instalación y operación de energía eléctrica diversificada, eficiente y competitiva; mejorar la confiabilidad del sistema de baja California y profundizar la integración del SEN con Norteamérica.

### Beneficios esperados

- Reducir el costo integral de producción de energía eléctrica al instalar y operar centrales eléctricas renovables y con alto potencial en la región de control.
- Mejorar la operación, eficiencia y confiabilidad del Sistema de Baja California al integrarse al SEN.
- Modernizar la red eléctrica del Sistema de Baja California con la aplicación de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.
- Incentivar la generación eólica y solar en la zona Mexicali-San Luis Río Colorado-Tijuana.
- Reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> al instalar centrales eléctricas con fuentes renovables.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** abril de 2021.
- **Transmisión:** construcción de 8 líneas de transmisión, 7 en corriente alterna (CA) con 496 km-c y una línea en corriente directa (CD) con 1,400 km-c con tensión de  $\pm 500$  kV y capacidad de transmisión de 1,500 MW (ver Tabla 5.1.1.).
- **Transformación:** 4 subestaciones, de las cuales 2 son subestaciones en CA con un total de 1,750 MVA y dos estaciones convertidoras con una capacidad total de 3,000 MVA (ver Tabla 5.1.2).
- **Compensación:** 3 reactores, de los cuales dos con tensión de 400 kV y uno con 230 kV y la capacidad total de 138 Mvar (ver Tabla 5.1.3).

### Análisis Beneficio-Costo

El CENACE propuso la evaluación de dos opciones en Corriente Directa, una con capacidad de 1000 MW y otra con 1500 MW. Los resultados del análisis indican que el proyecto en Corriente Directa con 1000 MW tiene una relación de Beneficio/Costo de 2.19 y la alternativa de 1500 MW tiene una relación de Beneficio/Costo de 2.11 (ver Tabla 5.1.4).

**TABLA 5.1.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN, BAJA CALIFORNIA-SIN**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tecnología	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)
Seri - Cucapah	CD	± 500	Bipolo	1,400
Cucapah - Sánchez Taboada <sup>2/</sup>	CA	230	2	10
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada	CA	230	2	2
Cucapah entronque Wisteria-Cerro Prieto II	CA	230	2	2
Cucapah - Eólica Rumorosa	CA	400	2	170
Eólica Rumorosa - La Herradura	CA	400	2	120
La Herradura - Tijuana <sup>3/</sup>	CA	400	2	32
Santa Ana - Nacoziari <sup>1,3/</sup>	CA	400	2	160
<b>TOTAL</b>				<b>1,896</b>

CD. Corriente Directa; CA. Corriente Alterna. <sup>1/</sup> Tendido primer circuito. <sup>2/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>3/</sup> Operación inicial en 230 kV.  
Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN, BAJA CALIFORNIA-SIN**

(Megavoltampere)

Subestación	Tecnología	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Seri Estación Convertidora	CD	1	EC	1,500	± 500/400
Cucapah Estación Convertidora	CD	1	EC	1,500	± 500/400
Cucapah Bancos 1 y 2	CA	7	AT	875	± 400/230
La Herradura Bancos 1 y 2	CA	7	AT	875	± 400/230
<b>TOTAL</b>				<b>4,750</b>	

CD Corriente Directa; CA. Corriente Alterna; AT. Autotransformador. EC. Estación Convertidora en MW. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN, BAJA CALIFORNIA-SIN**

(Kilovolt; Megavoltsamperesreactivo)

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad Mvar
Eólica Rumorosa Mvar LT1	Reactor	400	67
Eólica Rumorosa Mvar LT2	Reactor	400	50
Santa Ana Mvar	Reactor	230	21
<b>TOTAL</b>			<b>138</b>

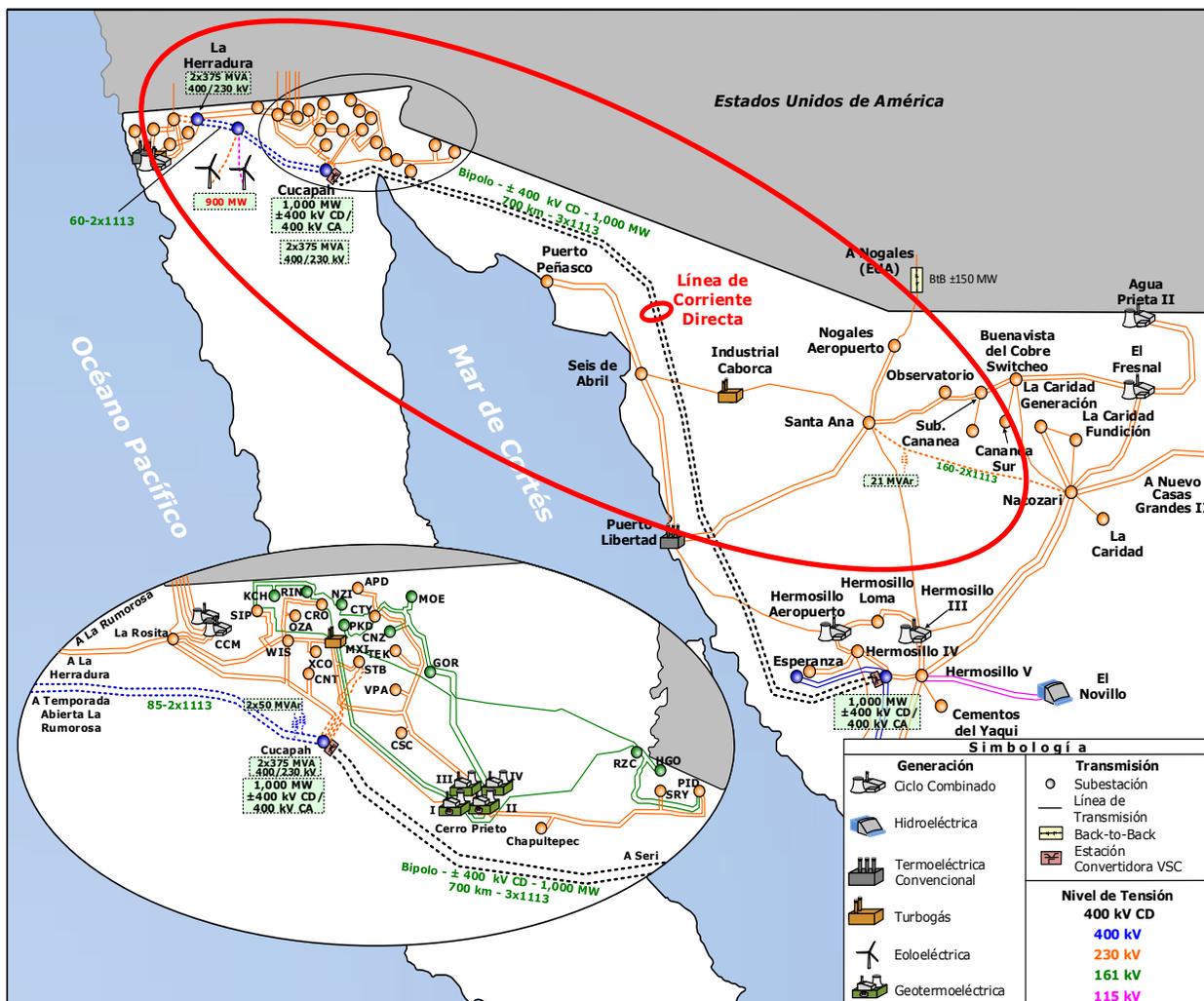
Fuente: CENACE.

TABLA 5.1.4. BENEFICIO-COSTO, BAJA CALIFORNIA-SIN

Concepto	Opción 1: Corriente Directa 1,000 MW	Opción 1: Corriente Directa 1,500 MW
Costo de Inversión <sup>1/</sup> (Millones de dólares, VP 2018)	890	924
Beneficios totales (Millones de dólares, VP 2018)	1,951	1,951
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>2.19</b>	<b>2.11</b>

<sup>1/</sup> Incluye costo por confiabilidad; VP: Valor Presente. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.1. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN BAJA CALIFORNIA-SIN



Fuente: CENACE.

## Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora -Arizona, EUA.

Problemática y Objetivos	
Problemática	La región de control Noroeste del SEN es la única frontera que no cuenta con un enlace de interconexión internacional. Por lo anterior, se encuentra expuesta a situaciones que podrían vulnerar su nivel de confiabilidad en situaciones críticas de operación, ya que no cuenta con un enlace asíncrono para brindar respaldo por confiabilidad ante situaciones de emergencia. La falta de la infraestructura limita los beneficios mutuos del comercio entre ambos sistemas eléctricos, repercutiendo en la economía de los usuarios de energía eléctrica de Nogales, Sonora
Objetivo PRODESEN	Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica
Objetivo del Proyecto	Respaldar la confiabilidad operativa de la región de control ante situaciones de emergencia y establecer la infraestructura necesaria para profundizar la integración del SEN con Norteamérica.

### Beneficios esperados

- Respalda al sistema de generación y transmisión de electricidad de la región de control Noroeste con un enlace de soporte de potencia activa y reactiva durante situaciones de emergencia.
- Proporcionar capacidad de arranque en negro o "blackstart" ante situaciones de emergencia en la región de control.

- Facilitar la profundización comercial de energía eléctrica del SEN y de Norteamérica bajo condiciones de confiabilidad que eviten la propagación de perturbaciones en ambos sistemas.
- Comerciar energía eléctrica hasta por 1,248 GWh anuales y precios marginales más bajos para el MEM.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** diciembre de 2018.
- **Transmisión:** construcción de 11 km-c de líneas de transmisión en 230 kV y 16 km-c en 400 kV (ver Tabla 5.1.5.).
- **Transformación:** 1 banco de transformación de 100 MVA y relación de transformación de 230/115 kV (ver Tabla 5.1.6.).

### Análisis Beneficio-Costo

Los resultados del análisis beneficio-costo indican que el proyecto de enlace asíncrono ofrece beneficios al SEN por 81,967 mil dólares por compra de energía y una relación de beneficio-costo de 10.26 (ver Tabla 5.1.7.).

**TABLA 5.1.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN, NOGALES, SONORA-ARIZONA, EUA**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c
Nogales Aeropuerto – Nogales Norte Tendido <sup>1/</sup>	400	2	16
Nogales Norte – Frontera <sup>2/</sup>	230	1	11
<b>TOTAL</b>			<b>27</b>

<sup>1/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.6. OBRAS DE COMPENSACIÓN, NOGALES, SONORA-ARIZONA, EUA**

(Kilovolt; Megavoltsamperesreactivo)

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad Mvar
Nogales Aeropuerto Mvar	Capacitor	230	35

Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.7. BENEFICIO-COSTO, NOGALES, SONORA-ARIZONA, EUA**

Concepto	Valor
Tasa Interna de Retorno (%)	99.8
Costo de Inversión (Miles de dólares VP 2017)	7,989
Beneficios totales por compra de energía (Miles de dólares VP 2017)	81,967
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>10.26</b>

VP: Valor Presente. Fuente: CENACE.

## Líneas de Transmisión en Corriente Directa Istmo de Tehuantepec-Valle de México

energía eléctrica, y fomentando el uso de tecnologías de punta en la RNT y las RGD.

Problemática y Objetivos	
<b>Problemática</b>	En la región de control Oriental del SEN se tiene contemplado instalar 15,280 MW de capacidad de generación en los próximos 15 años, en su mayoría energía eléctrica renovable y actualmente no existe un canal de transmisión que permita la incorporación y operabilidad de la intermitencia.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Integrar la capacidad de energía eléctrica renovable de región de control Oriental y transmitirla a las regiones de mayor demanda de energía eléctrica.

### Características del proyecto

### Beneficios esperados

- Incentivar la integración de generación renovable, integrando al SEN una mayor capacidad de energía eléctrica derivada de fuentes renovables, como sería la eólica e hidroeléctrica.
- Aprovechar la vocación en materia energética, a partir de fuentes renovables, que tiene esta región de control.
- Favorecer el desempeño eficiente del SEN, reduciendo los costos de producción de

- **Fecha de entrada en operación:** marzo de 2020.
- **Transmisión:** 7 líneas de transmisión, 6 en corriente alterna (CA) con 511 km-c y 1 línea en corriente directa (CD) con 1,260 km-c con tensión de  $\pm 500$  kV y capacidad de transmisión de 3,000 MW (ver Tabla 5.1.8.).
- **Transformación:** 4 subestaciones, de las cuales 2 son subestaciones en CA con un total de 1,750 MVA y dos estaciones convertidoras con un total de 6,000 MVA (ver Tabla 5.1.9.).
- **Compensación:** 2 reactores con capacidad total de 116.7 Mvar (ver Tabla 5.1.10.).
- **Situación Actual:** Instruido al Transportista CFE y próximo a licitarse bajo proceso competitivo para formación de asociación y/o asignación de contrato para mediados de 2016 por parte del Transportista.

**TABLA 5.1.8. OBRAS DE TRANSMISIÓN, ISTMO DE TEHUANTEPEC-VALLE DE MÉXICO (OAXACA)**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)
Ixtepec Potencia - Juile	400	2	136
Xipe - Ixtepec Potencia	400	2	50
Volcán Gordo - Yautepec Potencia L <sup>1/</sup>	400	2	125
Yautepec Potencia - Topilejo L1 <sup>3/</sup>	400	1	76
Yautepec Potencia - Ixtepec Potencia <sup>4/</sup>	$\pm 500$	2	1,260
Agustín Millán Dos - Volcán Gordo <sup>2/</sup>	400	2	48
Modernización LT de 400 kV Topilejo -A3640- Yautepec Potencia 6	400	1	76
<b>Total</b>			<b>1,771</b>

<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>2/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>3/</sup> Recalibración. <sup>4/</sup> Corriente Directa. <sup>5/</sup> Operación inicial 230 kV. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.9. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN, ISTMO DE TEHUANTEPEC-VALLE DE MÉXICO (OAXACA)**  
(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de transformación
Yautepec Potencia	1	EC	3,000	±500/400
Ixtepec Potencia	1	EC	3,000	±500/400
Xipe Bancos 1, 2 y 3	10	AT	1,250	400/230
Xipe Banco 4	4	AT	500	400/115
<b>Total</b>			<b>7,750</b>	

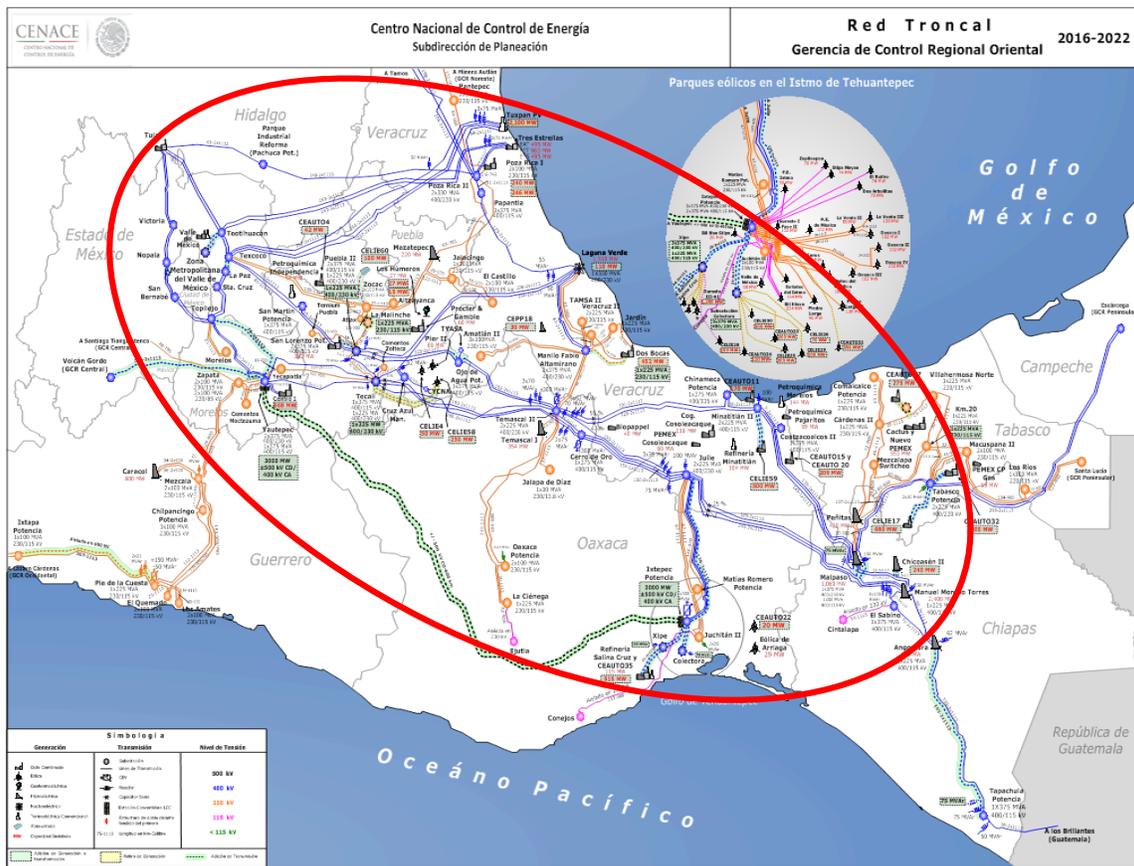
T. Transformador; AT. Autotransformador; EC. Estación Convertidora. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.10. OBRAS DE COMPENSACIÓN, ISTMO DE TEHUANTEPEC-VALLE DE MÉXICO (OAXACA)**  
(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)
Xipe Mvar	Reactor	400	100.0
Volcán Gordo 2	Reactor	400	16.7
<b>Total</b>			<b>116.7</b>

Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.2. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN ISTMO DE TEHUANTEPEC-VALLE DE MÉXICO (OAXACA)**



Fuente: CENACE

## Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas

Problemática y Objetivos	
Problemática	La región de control Noreste del SEN instalará capacidad de generación por un total de 12,677 MW, de los cuales 4,957 MW será generación energía eléctrica eólica y no cuenta con un proyecto de transmisión que evacúe el potencial eólico de dicha región de control.
Objetivo PRODESEN	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
Objetivo del Proyecto	Aprovechar el potencial de los recursos eólicos para instalar y operar proyectos de energía eléctrica que ofrezcan de manera eficiente y competitiva el servicio de electricidad.

### Beneficios esperados

- Reducir el costo integral de producción de energía eléctrica con la instalación y operación de centrales eléctricas renovables con alto potencial en la región de control.
- Mejorar la operación y eficiencia del Sistema Interconectado Nacional al integrar la generación renovable de la región de control Noreste en el Mercado Eléctrico Mayorista Nacional.
- Modernizar la red eléctrica de la región de control Noreste.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** abril de 2021

- **Transmisión:** 3 líneas de transmisión en Corriente Alterna de 275 km-c con tensión de 400 kV y capacidad de transmisión de 1,000 MW (ver Tabla 5.1.11.).
- **Transformación:** 3 subestaciones en Corriente Alterna con una capacidad total de 1,575 MVA (ver Tabla 5.1.12.).
- **Compensación:** 2 reactores de compensación con tensión de 400 kV y capacidad total de 200 Mvar (ver Tabla 5.1.13.).

### Análisis Beneficio-Costo

Para llevar a cabo el análisis Beneficio-Costo de este proyecto, el CENACE propuso la evaluación de dos opciones de proyectos de transmisión: la red de Transmisión Jacalitos-Regiomontano, Jacalitos-Aeropuerto, Jacalitos-Parque Eólico Reynosa y la red de Transmisión Jacalitos-Ramos Arizpe Potencia, Jacalitos-Aeropuerto, Jacalitos-Parque Eólico Reynosa.

Los resultados del análisis indican que la red de Transmisión Jacalitos-Regiomontano, Jacalitos-Aeropuerto, Jacalitos-Parque Eólico Reynosa tiene una relación de Beneficio/Costo de 5.14. Los beneficios del proyecto se sitúan en 689.4 millones de dólares y un costo de 134.1 millones de dólares, ambos en valor presente de 2018 (ver Tabla 5.1.14).

**TABLA 5.1.11. OBRAS DE TRANSMISIÓN, TAMAULIPAS**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tecnología	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)
Jacalitos - Regiomontano <sup>1/</sup>	CA	400	2	180
Reynosa Maniobras - Jacalitos	CA	400	2	66
Reynosa Maniobras - Aeropuerto <sup>1/</sup>	CA	400	2	29
<b>TOTAL</b>				<b>275</b>

<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.12. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN, TAMAULIPAS**

(Megavoltampere)

Subestación	Tecnología	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Reynosa Maniobras Bancos 1 a 4 <sup>1/</sup>	CA	4	T	300	400/34.5
Reynosa Maniobras Banco 5 <sup>1/</sup>	CA	4	T	400	400/138
Jacalitos Bancos 1 y 2 <sup>1</sup>	CA	7	AT	875	400/230
<b>TOTAL</b>				<b>1,575</b>	

<sup>1/</sup> Obra con cargo al solicitante. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.13. OBRAS DE COMPENSACIÓN, TAMAULIPAS**

(Kilovolt; Megavoltamperesreactivo).

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)
Jacalitos Mvar	Reactor	400	133
Jacalitos Mvar	Reactor	400	67
<b>TOTAL</b>			<b>200</b>

Fuente: CENACE

**TABLA 5.1.14. BENEFICIO-COSTO, TAMAULIPAS**

Concepto	Red de Transmisión Jacalitos-Regiomontano, Jacalitos-Aeropuerto, Jacalitos-Parque Eólico Reynosa 1,000 MW
Costo de Inversión (Millones de dólares, VP 2018)	134.1
Beneficios totales (Millones de dólares, VP 2018)	689.4
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>5.14</b>

VP: Valor Presente. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.3. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS EÓLICOS DE TAMAULIPAS



Fuente: CENACE.

### Chichi Suárez Banco 1

Problemática y Objetivos	
<b>Problemática</b>	En 2020, las condiciones operativas de transformación de energía eléctrica en la zona de Mérida, Yucatán, alcanzarán niveles críticos de carga y operación que pondrían en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** marzo de 2020.

- **Transmisión:** construcción de líneas de transmisión por 14.8 km-c en 230 kV y 10.4 km-c en 115 kV (ver Tabla 5.1.15).
- **Transformación:** una subestación con capacidad de 300 MVA y relación de transformación de 230/115 kV (ver Tabla 5.1.15).

### Análisis Beneficio-Costo

Los resultados del análisis indican que el proyecto tiene una relación de Beneficio/Costo de 3.6 con un valor presente neto a 2016 de 966.6 millones de pesos y que de ejecutarse evitaría 2.3 MW de pérdida de energía eléctrica anualmente (ver Tabla 5.1.16.).

TABLA 5.1.15. OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN, CHICHI SUÁREZ BANCO 1

Concepto	Transmisión		Transformación	
	Longitud (km-c)		Equipo	MVA/Relación de Transformación
	230 kV	115 kV		
Chichi Suárez Entronque Norte - Kanasin	14.8			
Chichi Suárez Entronque Nachi-cocom - Cholul		0.2		
Chichi Suárez Entronque Nachi-cocom - Izamal		9		
Chichi Suárez Entronque Nachi-cocom - Norte		0.2		
Chichi Suárez Entronque Norte - Kopté		1		
Chichi Suárez Banco 1			4 AT	300/230/115
<b>TOTAL</b>	<b>14.8</b>	<b>10.4</b>		<b>300</b>

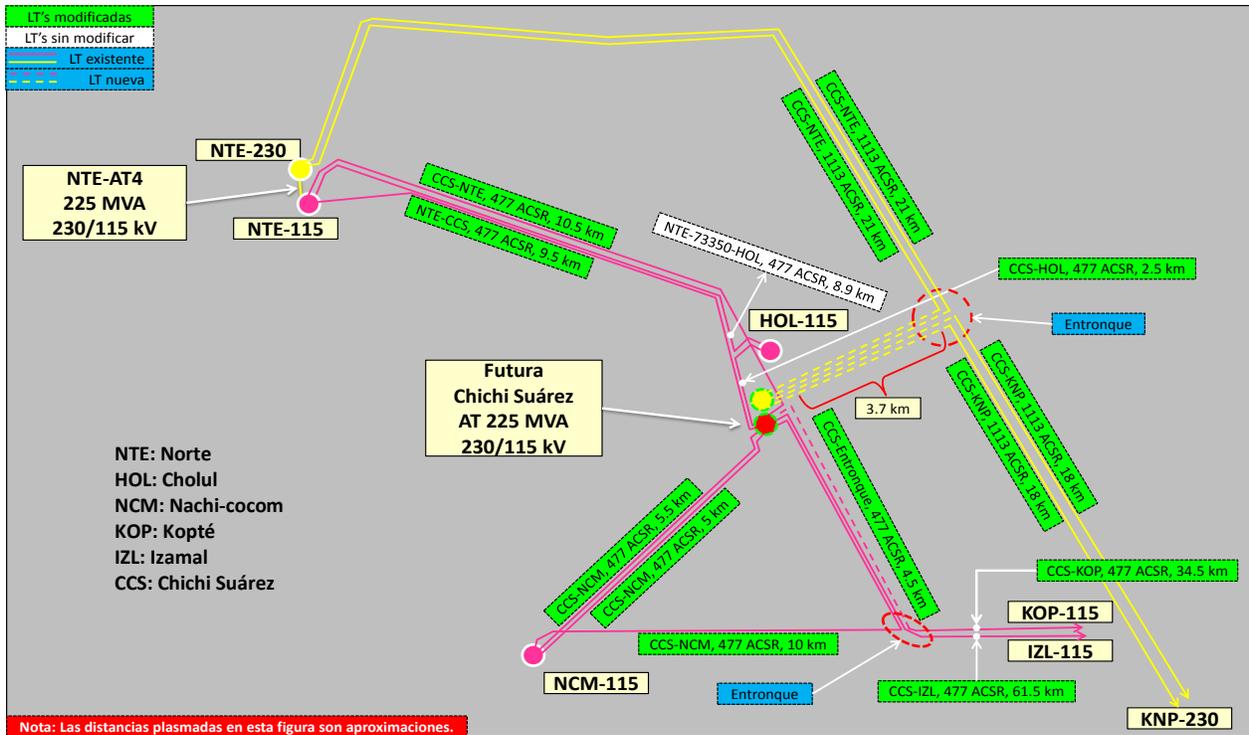
AT: Autotransformador. Fuente: CENACE.

TABLA 5.1.16. BENEFICIO-COSTO, CHICHI SUÁREZ BANCO 1

Concepto	Valor
Valor Presente Neto a 2016 (millones de pesos)	966.6
Tasa Interna de Retorno (%)	28
Pérdidas evitadas con el Proyecto (MW)	2.3
Horizonte de Análisis (años)	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>3.6</b>

Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.4. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN CHICHI SUAREZ BANCO 1



Fuente: CENACE.

## Potreriillos Banco 4

Principal Problemática y Objetivos	
Problemática	En 2020, las condiciones operativas de transformación de energía eléctrica en la zona de Potrerillos León, Guanajuato, alcanzarán niveles críticos de carga y operación que pondrían en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica.
Objetivo PRODESEN	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
Objetivo del Proyecto	Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación en la zona.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** abril de 2020.

- **Transmisión:** construcción de líneas de transmisión por 40 km-c en 115 kV (ver Tabla 5.1.17).
- **Transformación:** traslado de la subestación Potrerillos a León Tres de un banco de transformadores con capacidad de 300 MVA y relación de transformación 230/115 kV, y una subestación con capacidad de 500 MVA y relación de transformación 400/115 kV (ver Tabla 5.1.17.).

### Análisis Beneficio-Costo

Los resultados del análisis indican que el proyecto tiene una relación de Beneficio/Costo de 12.3 con un valor presente neto a 2017 de \$6,614 millones de pesos y que de ejecutarse evitaría 4.4 MW de pérdida de energía eléctrica anualmente (ver Tabla 5.1.18.).

**TABLA 5.1.17. OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN, POTRERILLOS BANCO 4**

Concepto	Transmisión	Transformación	
	Longitud (km-c) 115 kV	Equipo	MVA/Relación de Transformación
León Tres Banco 3 (Traslado)		3 AT	100/230/115
Potreriillos Banco 4		4 T	500/400/115
Potreriillos Banco entronque León I - Ayala	32		
Potreriillos - San Roque <sup>1/</sup>	8		
<b>TOTAL</b>	<b>40</b>		<b>600</b>

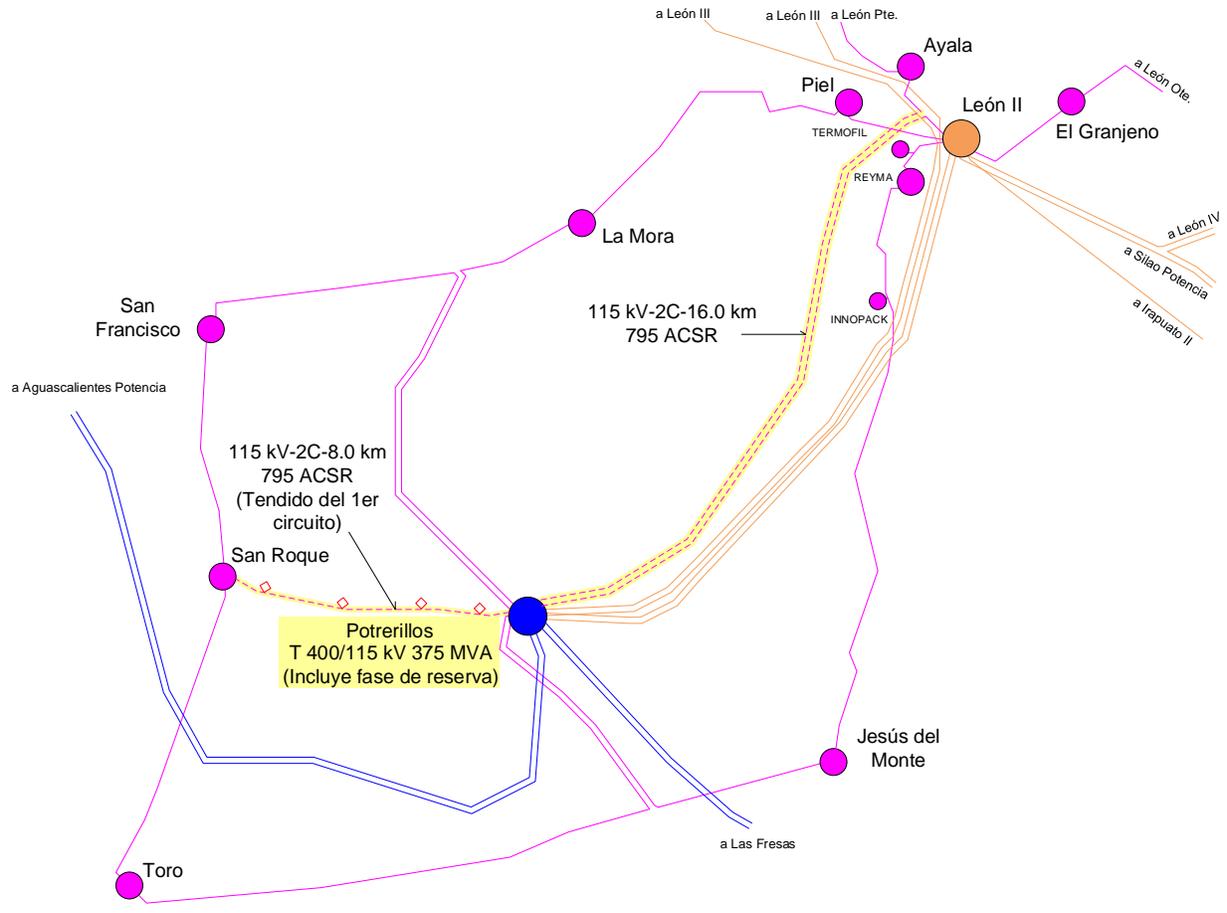
<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito; T: Transformador; AT: Autotransformador. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.18. BENEFICIO-COSTO, POTRERILLOS BANCO 4**

Concepto	Valor
Valor Presente Neto (millones de pesos de 2017)	6,614
Tasa Interna de Retorno (%)	46
Pérdidas evitadas con el Proyecto (MW)	4.4
Horizonte de Análisis (años)	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>12.3</b>

Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.5. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN POTRERILLO BANCO 4**



Fuente: CENACE.

## Guadalajara Industrial

Problemática y Objetivos	
<b>Problemática</b>	En 2019, las condiciones operativas de transformación de energía eléctrica en las subestaciones Guadalajara I y II, alcanzarán niveles críticos de carga y operación que pondrían en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación en la zona.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** abril de 2019.

- **Transmisión:** construcción de líneas de transmisión por 4.5 km-c en 230 kV y 20 km-c en 69 kV (ver Tabla 5.1.19.).
- **Transformación:** una subestación con capacidad de 300 MVA y capacidad de transformación de 230/69 kV (ver Tabla 5.1.19.).

### Análisis Beneficio-Costo

Los resultados del análisis indican que el proyecto tiene una relación de Beneficio/Costo de 8.1 con un valor presente neto a 2017 de 3,408 millones de pesos y que de ejecutarse evitaría 1.5 MW de pérdida de energía eléctrica anualmente (ver Tabla 5.1.20.).

**TABLA 5.1.19. OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN, GUADALAJARA INDUSTRIAL**

Concepto	Transmisión		Transformación	
	Longitud (km-c)		Equipo	MVA/Relación de Transformación
	230 kV	69 kV		
Guadalajara Industrial Banco 2			4 T	300/230/69
Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 1)	4.5			
Recalibración Guadalajara Industrial - Bugambillas		1.8		
Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 2)		4.5		
Guadalajara Industrial entronque Miravelle e Higuerrillas		9		
Guadalajara Industrial - Las Pintas		2.8		
Parques Industriales - Santa Cruz <sup>1/</sup>		1.7		
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán		0.2		
<b>TOTAL</b>	<b>4.5</b>	<b>20</b>		<b>300</b>

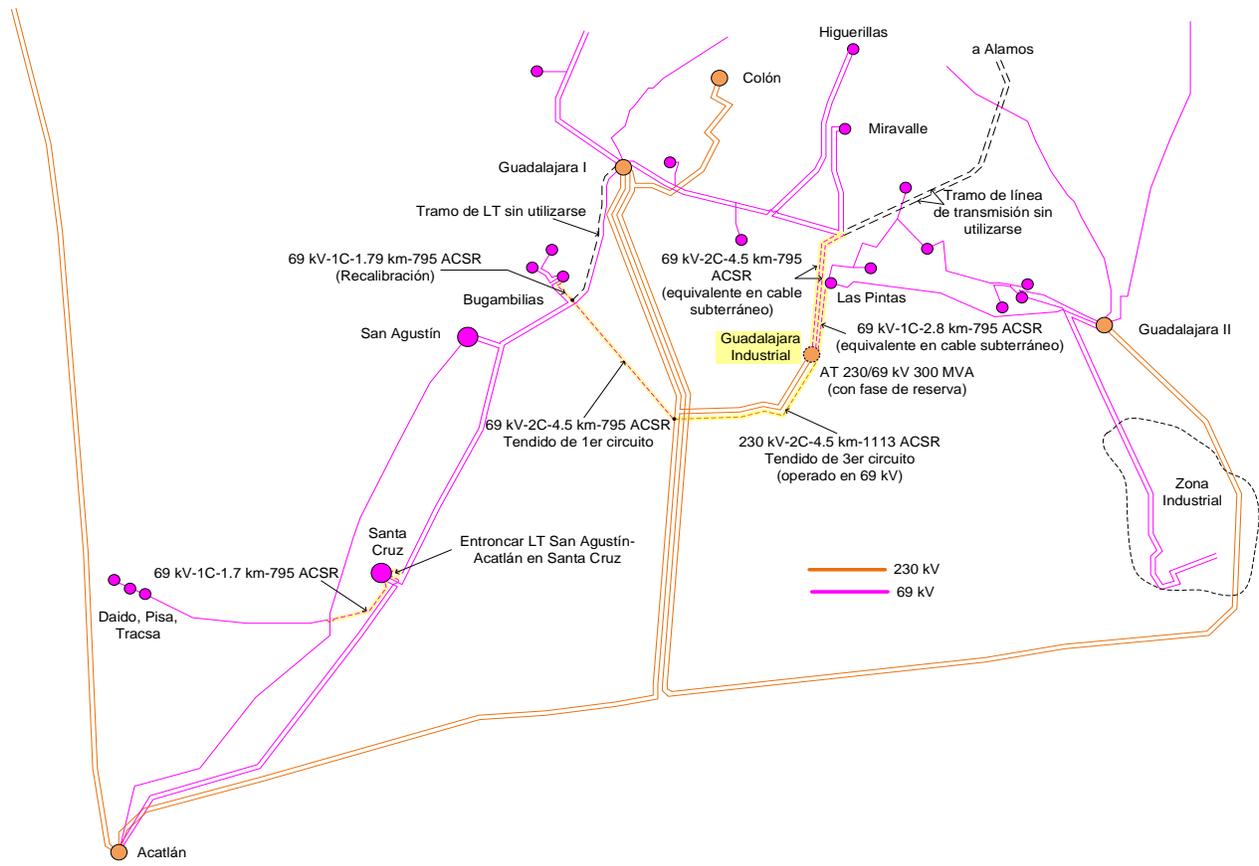
<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. T: Transformador. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.20. BENEFICIO-COSTO, GUADALAJARA INDUSTRIAL**

Concepto	Valor
Valor Presente Neto a 2017 (millones de pesos)	3,408
Tasa Interna de Retorno (%)	47
Pérdidas evitadas con el Proyecto (MW)	1.5
Horizonte de Análisis (años)	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>8.1</b>

Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.6. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN  
GUADALAJARA INDUSTRIAL**



Fuente: CENACE.

## Zona La Laguna

<b>Problemática y Objetivos</b>	
<b>Problemática</b>	En 2019, las condiciones operativas de transformación de energía eléctrica en la zona de La Laguna, alcanzarán niveles críticos de carga y operación, en particular con la entrada en operación de la CCC Norte IV con 900 MW de capacidad y con interconexión en 400 kV. Lo anterior, pondrían en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación en la zona.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** mayo de 2018.

- **Transmisión:** recalibración de 5 líneas de transmisión por 36.1 km-c y construcción de líneas de transmisión por 5.3 km-c en 115 kV (ver Tabla 5.1.21.).
- **Transformación:** una subestación con capacidad de 375 MVA y relación de transformación de 400/115 kV (ver Tabla 5.1.21.).

### Análisis Beneficio-Costo

Los resultados del análisis indican que el proyecto tiene una relación de Beneficio/Costo de 1.2, con un valor presente neto a 2017 de 112 millones de pesos y que de ejecutarse evitaría 1.3 MW de pérdida de energía eléctrica anualmente (ver Tabla 5.1.22.).

**TABLA 5.1.21. OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN, ZONA LAGUNA**

Concepto	Transmisión	Transformación	
	Longitud (km-c) 115 kV	Equipo	MVA/Relación de Transformación
Torreón Sur Banco 3		3 T	375/400/115
Torreón Sur - Takata (Recalibración)	5.3		
Takata - Torreón Oriente (Recalibración)	5.2		
Torreón Sur - Maniobras Mieleras (Recalibración)	5		
Maniobras Mieleras - Diagonal (Recalibración)	7.2		
Torreón Sur - Torreón Oriente (Recalibración)	13.4		
Torreón Oriente - California	5.3		
<b>TOTAL</b>	<b>41.4</b>		

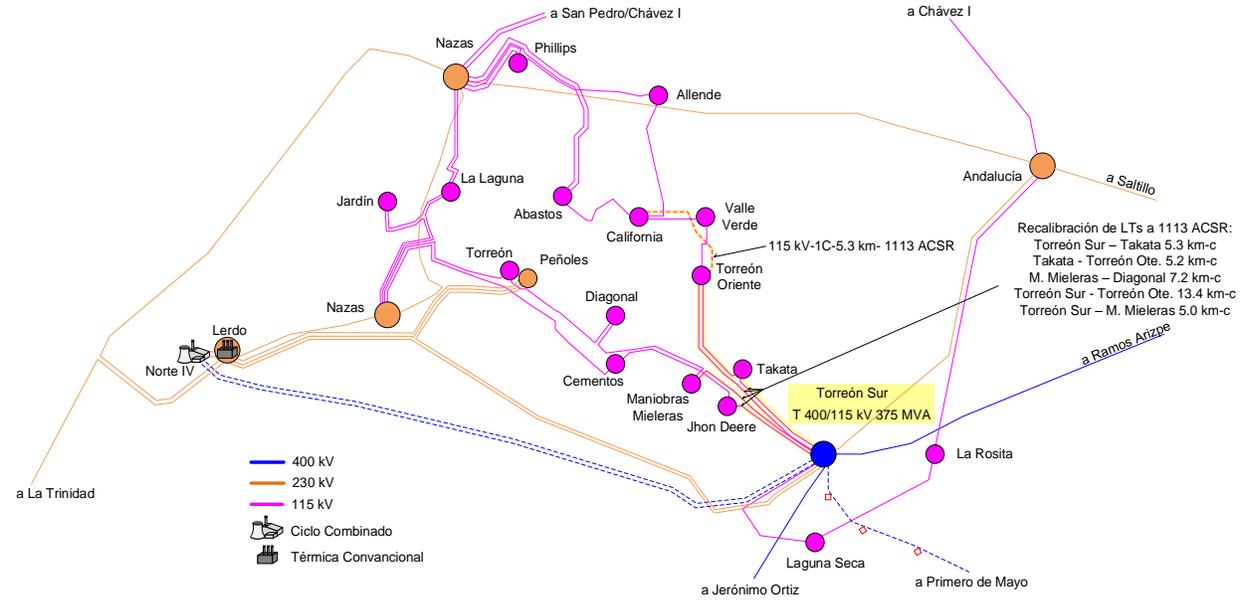
T: Transformador. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.22. BENEFICIO-COSTO, ZONA LAGUNA**

Concepto	Valor
Valor Presente Neto a 2017 (millones de pesos)	112
Tasa Interna de Retorno (%)	12.1
Pérdidas evitadas con el Proyecto (MW)	1.3
Horizonte de Análisis (años)	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>1.2</b>

Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.7. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN ZONA DE LA LAGUNA**



Fuente: CENACE.

## Subestación Lago

Problemática y Objetivos	
<b>Problemática</b>	Para 2018, se estima un incremento de la demanda de energía eléctrica por parte de los centros de carga en el Valle de México, lo que llevara al enlace Valle de México-Cerro Gordo a incrementar sus condiciones operativas de transformación de energía eléctrica hasta alcanzar niveles críticos de carga y operación.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación en la zona.

- **Transformación:** 2 autotransformadores trifásicos con capacidad de 660 Mvar y relación de transformación 440/320 kV (ver Tabla 5.1.23.).
- **Situación Actual:** El proyecto de la Subestación Lago se encuentra autorizado bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF) en el PEF 2016 y la SENER está evaluando la pertinencia de que el proyecto se realice bajo la formación de asociaciones o la celebración de contratos al amparo de la LIE.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** noviembre de 2018.
- **Transmisión:** 1 línea de transmisión de 45.6 km-c de 230 kV y 1 línea de transmisión de 36.2 km-c de 400 kV (ver Tabla 5.1.23.).

### Análisis Beneficio-Costo

Los resultados del análisis indican que el proyecto tiene una relación de Beneficio/Costo tanto en la evaluación financiera como económica de 3.87 y 2.23 respectivamente, así como un valor presente neto a 2015 de 322 en la evaluación financiera y 146 millones de dólares en la evaluación económica. De ejecutarse este proyecto se evitaría 6.1 MW de pérdidas de energía eléctrica anualmente (ver Tabla 5.1.24.).

**TABLA 5.1.23. OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN, SUBESTACIÓN LAGO**

Concepto	Transmisión		Transformación	
	Longitud (km-c)		Equipo	MVA/Relación de Transformación
	230 kV	400 kV		
Lago entronque Madero - Esmeralda	45.6			
Lago - Teotihuacan		36.2		
Lago Bancos 1 y 2			2 AT	660/400/230
Teotihuacan				
<b>TOTAL</b>	<b>45.6</b>	<b>36.2</b>		<b>660</b>

Fuente: CFE.

**TABLA 5.1.24. BENEFICIO-COSTO, SUBESTACIÓN LAGO**

Concepto	Evaluación Financiera	Evaluación Económica
VPN (millones de dólares de 2015)	322	147
Tasa Interna de Retorno (%)	530	22
Pérdidas evitadas con el Proyecto (MW)	6.1	6.1
Horizonte de Análisis (años)	30	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>3.87</b>	<b>2.23</b>

VPN: Valor Presente Neto. Fuente: CFE.

**MAPA 5.1.8. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN SUBESTACIÓN LAGO A LA ZONA METROPOLITANA DEL VALLE DE MÉXICO**



Fuente: CFE.

**Principales Obras Programadas por región de control<sup>102</sup>**

**TABLA 5.1.28. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES OBRAS E INDICADORES POR REGIÓN DE CONTROL 2016-2025**

Región de Control	Transmisión		Transformación		Compensación	
	Obras	Km-c	Obras	MVA	Obras	MVAR
CENTRAL	15	542.8	6	2,393.3	4	366.8
OCCIDENTAL	9	135.0	14	4,233.0	34	1,021.1
NORTE	16	1,204.0	18	4,324.9	5	278.0
NORESTE	16	1,475.2	15	5,708.3	7	506.5
PENINSULAR	17	1,373.0	4	1,020.0	15	866.5
ORIENTAL	19	2825.9	17	12,033.0	14	2,672.4
BAJA CALIFORNIA	19	1,999.3	16	4,233.3	15	363.8
BAJA CALIFORNIA SUR	17	1,321.1	12	1,646.6	10	100.0
SISTEMA MULEGÉ	4	530.6	4	210.0	-	-
NOROESTE	27	1,659.1	15	6,150.0	13	1,113.0
<b>TOTAL</b>	<b>159</b>	<b>13,066</b>	<b>121</b>	<b>41,952</b>	<b>117</b>	<b>7,288</b>

Fuente: CENACE.

<sup>102</sup> Las obras programadas también incluyen las obras correspondientes a los Principales Proyectos Programados y a los Proyectos en Estudio: Interconexión Baja California Sur-SIN y Dos Bocas Banco 7. El resumen de metas físicas para el 2016-2030 se presentan en los Anexos Tablas 5.1.25-5.1.27.

### Principales obras programadas en la región Central

**TABLA 5.1.29. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL CENTRAL 2016-2025**

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Ayotla - Chalco <sup>2/</sup>	230	2	9.9	abr-16
Chimalpa II entronque Nopala - San Bernabé	400	2	3.2	oct-16
Chimalpa II entronque Remedios - Águilas	230	4	17.2	oct-16
Texcoco - La Paz <sup>4/</sup>	400	2	52.1	dic-16
Victoria - Nochistongo	230	2	67.2	dic-16
Atlacomulco Potencia - Almoloya <sup>1/, 3/</sup>	400	2	28.0	abr-18
Lago entronque Madero - Esmeralda	230	2	53.8	nov-18
Teotihuacán - Lago	400	2	32.0	nov-18
Agustín Millán II - Volcán Gordo <sup>1/, 3/, 5/</sup>	400	2	44.7	oct-19
Volcán Gordo - Yauatepec Potencia <sup>1/, 2/, 5/</sup>	400	2	125.0	oct-19
Yauatepec Potencia - Topilejo L1 <sup>1/, 4/, 5/</sup>	400	1	75.7	oct-19
Tecomitl - Chalco	230	2	14.0	nov-23
Tecomitl entronque Yauatepec - Topilejo	400	2	14.0	nov-23
Coyotepec entronque Victoria - Nochistongo	230	2	1.0	dic-23
Ixtapantongo Potencia entronque Lázaro Cárdenas - Donato Guerra	400	2	5.0	may-24
<b>Total</b>			<b>542.8</b>	

<sup>1/</sup> Obra del PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Recalibración. <sup>5/</sup> Obra instruida a la CFE.  
Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.30. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL CENTRAL 2016-2025**

(Megavoltamperesreactivo)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de transformación	Fecha de entrada
Chalco Banco 5	4	T	133.3	230/85	abr-16
Chimalpa II Banco 1	4	AT	500.0	400/230	oct-16
Lago Bancos 1 y 2	2	AT	660.0	400/230	nov-18
Tecomitl Banco 1	4	AT	500.0	400/230	nov-23
Coyotepec Banco 1	1	T	100.0	230/85	dic-23
Ixtapantongo Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/115	may-24
<b>Total</b>			<b>2,393.3</b>		

T. Transformador; AT. Autotransformador. Fuente: CENACE.

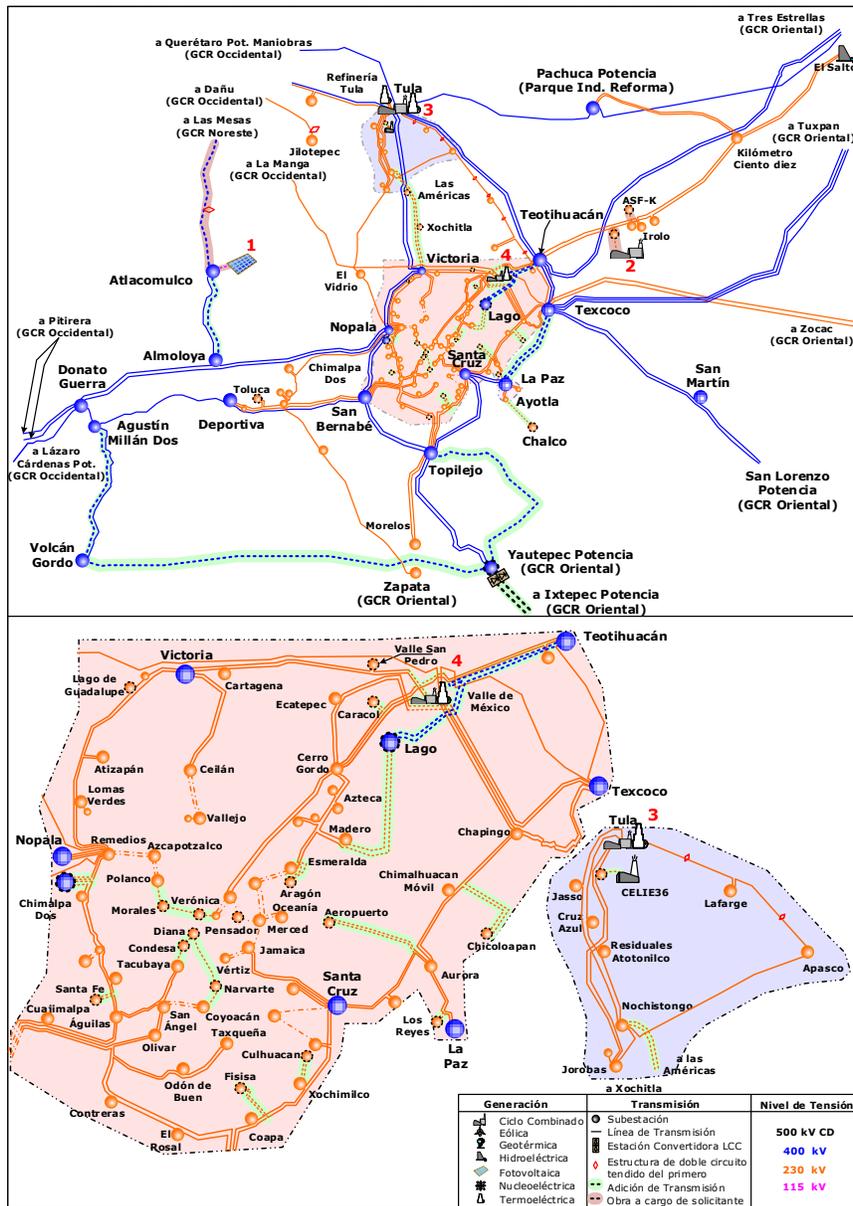
**TABLA 5.1.31. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL CENTRAL 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad Mvar	Fecha de entrada
Donato Guerra Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	100.0	dic-18
Volcán Gordo Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Reactor	400	66.8	oct-19
Atacomulco Potencia Mvar <sup>3/</sup>	Reactor	400	100.0	jun-20
Atacomulco Potencia Mvar	Reactor	400	100.0	abr-24
<b>Total</b>			<b>366.8</b>	

<sup>1/</sup> Obra del PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE. <sup>3/</sup> Obra con cargo al solicitante. Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.9. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN CENTRAL 2016-2025**



Fuente: CENACE.

### Principales obras programadas en la región Occidental

**TABLA 5.1.32. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL OCCIDENTAL 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Purépecha entronque Carapan - Mazamitla	400	2	1.0	sep-16
Querétaro Potencia Maniobras - Santa María <sup>1/</sup>	400	2	27.0	ene-17
Tlajomulco entronque Acatlán - Atequiza	400	2	1.6	mar-17
Tlajomulco entronque Colón - Guadalajara II	230	2	1.6	mar-17
Tlajomulco entronque Guadalajara Industrial - Guadalajara II	230	2	1.8	mar-17
Jocotepec entronque Atequiza - Salamanca II	400	2	50.0	oct-18
Tlajomulco entronque Atequiza - Manzanillo	400	2	30.0	oct-18
Guzmán Potencia entronque Colima II - Ciudad Guzmán	230	2	20.0	oct-23
Guzmán Potencia entronque Tapeixtles - Mazamitla	400	2	2.0	oct-23
<b>Total</b>			<b>135.0</b>	

<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.33. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL OCCIDENTAL 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Purépecha Banco 1	4	T	500.0	400/115	sep-16
Tlajomulco Banco 1	4	AT	500.0	400/230	mar-17
Silao Potencia Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-18
Querétaro I Banco 1 (Sustitución) <sup>1/</sup>	3	AT	225.0	230/115	abr-18
Villa de Reyes Banco 2	4	AT	300.0	230/115	oct-18
Guadalajara Industrial Banco 2 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/69	abr-19
Irapuato II Banco 3 (Traslado) <sup>1/</sup>	4	AT	133.0	230/115	abr-19
Potrerrillos Banco 4 <sup>1/</sup>	4	T	500.0	400/115	abr-20
León III Banco 3 (Traslado) <sup>1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	dic-20
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-23
Querétaro Potencia Banco 4	3	AT	225.0	230/115	abr-23
Guzmán Potencia Banco 1	3	AT	500.0	400/230	oct-23
Aguascalientes Potencia Banco 4	3	T	375.0	400/115	feb-24
Colomo Banco 2	3	AT	100.0	230/115	sep-25
<b>Total</b>			<b>4,233.0</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. T. Transformador; AT. Autotransformador. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.34. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL OCCIDENTAL 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltsamperesreactivo)

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad Mvar	Fecha de Entrada
Vallarta III Mvar	Capacitor	115	15.0	ene-16
Nuevo Vallarta Mvar	CEV	230	50/150 Ind./Cap.	ene-16
San Agustín Mvar	Capacitor	69	18.0	mar-16
Miravalle Mvar	Capacitor	69	18.0	mar-16
Castillo Mvar	Capacitor	69	24.3	mar-16
Mojonera Mvar	Capacitor	69	10.0	mar-16
Penal Mvar	Capacitor	69	12.2	mar-16
Aeroespacial Mvar	Capacitor	115	15.0	mar-16
Salamanca II Mvar (Traslado)	Reactor	400	50.0	jun-17
Salamanca II Mvar	Reactor	400	50.0	jun-17
León III Mvar	Capacitor	115	45.0	abr-18
León IV Mvar	Capacitor	115	45.0	abr-18
Guanajuato Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
Santa Fe II Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	30.0	abr-18
Buenavista Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
Dolores Hidalgo Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
La Fragua Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
La Griega Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
Querétaro Oriente Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
San Luis Industrias Mvar	Capacitor	115	22.5	oct-18
La Pila Mvar	Capacitor	115	30.0	oct-18
Tlajomulco Mvar (Traslado)	Reactor	400	50.0	oct-18
Fresnillo Potencia Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	30.0	abr-20
El Sauz Mvar	Capacitor	115	30.0	mar-22
Lagos Mvar	Capacitor	115	15.0	mar-22
Tarímbaro Mvar	Capacitor	115	30.0	mar-22
Fresno Mvar	Capacitor	69	24.3	abr-23
México Mvar	Capacitor	69	24.3	abr-23
El Mirador Mvar	Capacitor	115	7.5	oct-23
Tarandacua Mvar	Capacitor	115	7.5	dic-23
Autlán Mvar	Capacitor	115	7.5	jul-24
San Juan de Los Lagos II Mvar	Capacitor	115	30.0	sep-24
Morelia Potencia Mvar	Capacitor	115	30.0	sep-24
Guanajuato Sur Mvar	Capacitor	115	15.0	mar-25
<b>Total</b>			<b>1,021.05</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE; Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV; Compensador Estático de Var. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.10. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN OCCIDENTAL 2016-2025



Fuente: CENACE.

## Principales obras programadas en la región Norte

**TABLA 5.1.35. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORTE 2016-2025**  
(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Hércules Potencia entronque Mesteñas - Minera Hércules	230	2	2.0	mar-16
Durango II - Canatlán II Potencia <sup>2/</sup>	230	2	1.8	abr-16
Cereso - Terranova <sup>2/</sup>	230	2	13.1	ene-17
Cereso entronque Samalayuca - Reforma L1	230	2	2.0	ene-17
Cereso entronque Samalayuca - Reforma L2	230	2	2.0	ene-17
Cereso entronque Samalayuca II - Paso del Norte	230	2	3.6	ene-17
Cereso - Moctezuma <sup>2/, 5/</sup>	400	2	158.7	abr-17
Cuahtémoc II - Quevedo <sup>3/</sup>	230	1	92.7	ago-17
Lerdo - Torreón Sur	400	2	70.0	ago-18
Torreón Sur - 1° de Mayo <sup>2/</sup>	400	2	250.0	ago-18
El Encino - Moctezuma <sup>3/</sup>	400	2	207.0	sep-18
Samalayuca - Samalayuca Sur L1 <sup>1/, 4/</sup>	230	1	3.8	abr-22
Samalayuca - Samalayuca Sur L2 <sup>1/, 4/</sup>	230	1	4.0	abr-22
Nuevo Casas Grandes - Ascensión II <sup>2/</sup>	230	2	62.9	jun-23
Lerdo - Camargo II <sup>2/, 7/</sup>	400	2	330.0	abr-24
Vicente Guerrero II entronque Jerónimo Ortiz - Fresnillo	230	2	0.4	may-25
<b>Total</b>			<b>1,204.0</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Recalibración. <sup>5/</sup> Operación inicial en 230 kV. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.36. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORTE 2016-2025**  
(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Hércules Potencia Banco 1	4	AT	300.0	400/230	mar-16
Cahuisori Potencia Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-16
Canatlán II Potencia Banco 1	4	AT	133.3	230/115	abr-16
Santiago II Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-16
Moctezuma Banco 4	4	AT	300.0	230/115	abr-16
Quevedo Banco 2	3	AT	100.0	230/115	ago-17
Cuahtémoc II Banco 3	1	AT	100.0	230/115	ago-17
Moctezuma Bancos 5 y 6	7	AT	875.0	400/230	sep-18
Chihuahua Norte Banco 5 <sup>1/</sup>	4	AT	400.0	230/115	abr-19
Ávalos Banco 3 (Traslado) <sup>1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	dic-19
Torreón Sur Banco 3	3	T	375.0	400/115	abr-20
Terranova Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-23
Ascensión II Banco 2	3	AT	100.0	230/115	jun-23
Paso del Norte Banco 2	3	AT	300.0	230/115	jun-23
Torreón Sur Banco 4	3	T	375.0	400/230	abr-24
Camargo II Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-25
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-25
Vicente Guerrero II Banco 1	3	AT	133.3	230/115	may-25
<b>Total</b>			<b>4,324.9</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. T. Transformador; AT. Autotransformador. Fuente: CENACE.

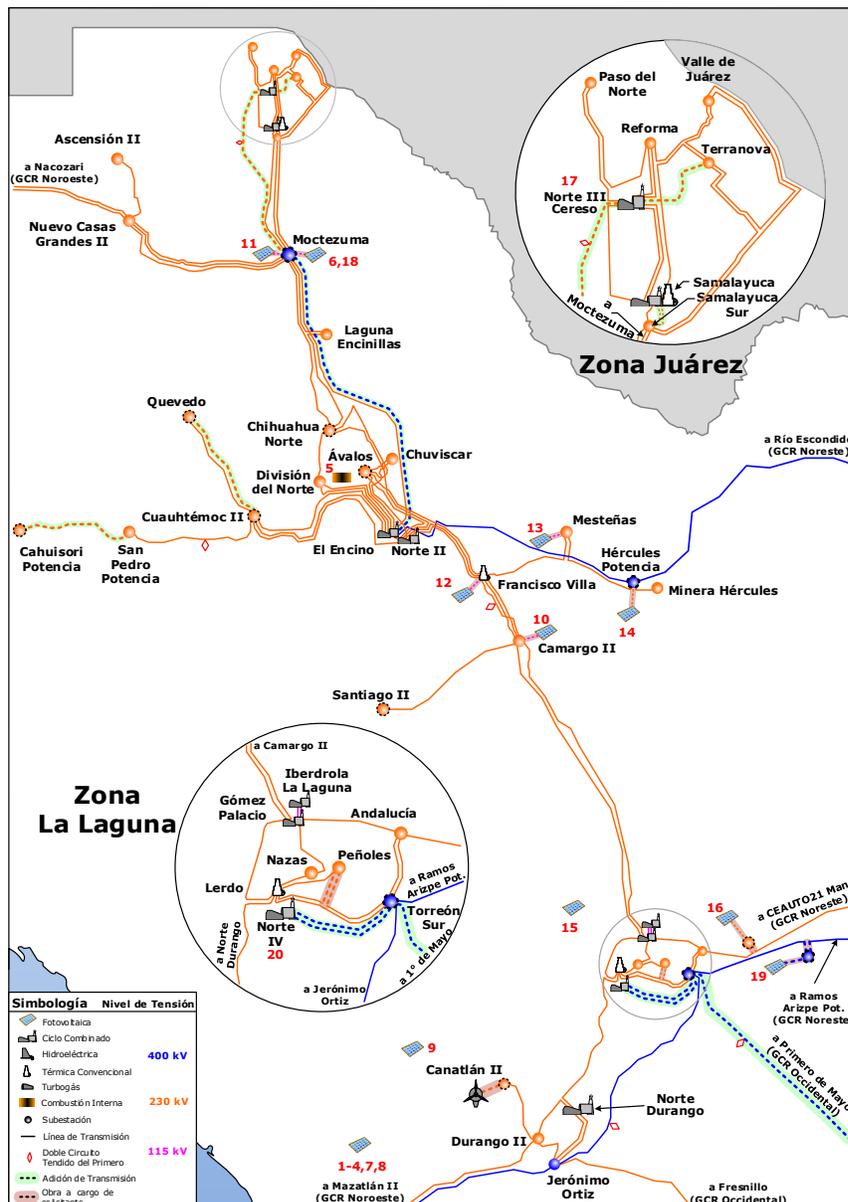
**TABLA 5.1.37. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORTE 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad Mvar	Fecha de entrada
Quevedo Mvar	Reactor	13.8	18.0	ago-17
Terranova Mvar	Capacitor	115	30.0	jun-18
Torreón Sur Mvar	Reactor	400	100.0	ago-18
Moctezuma Mvar	Reactor	400	100.0	sep-18
Paso del Norte Mvar	Capacitor	115	30.0	abr-20
<b>Total</b>			<b>278.0</b>	

Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.11. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORTE 2016-2025**



Fuente: CENACE.

## Principales obras programadas en la región Noreste

**TABLA 5.1.38. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORESTE 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión kV	Núm. de Circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Champayán - Güémez <sup>2/</sup>	400	2	178.8	abr-16
Regiomontano entronque Huinalá - Lajas L1	400	2	27.4	may-16
Güémez - Regiomontano <sup>2/</sup>	400	2	231.5	jun-16
Regiomontano entronque Huinalá - Lajas L2	400	2	30.0	jun-16
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - 1° de Mayo L1	400	2	7.4	jul-17
El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L1	400	2	105.4	oct-17
El Fraile - Ramos Arizpe Potencia L2	400	2	30.9	oct-17
El Fraile entronque Las Glorias - Villa de García	400	2	2.8	oct-17
El Fraile - Villa de García <sup>2/,4/</sup>	400	2	27.0	jun-20
Las Mesas - Atacomulco Potencia <sup>2/,4/</sup>	400	2	240.0	jun-20
Reynosa Maniobras - Aeropuerto <sup>4/</sup>	400	1	29.0	jun-20
Jacalitos - Regiomontano <sup>1/,2/</sup>	400	2	180.0	abr-21
Reynosa Maniobras - Jacalitos <sup>1/</sup>	400	2	66.0	abr-21
Reynosa Maniobras - Aeropuerto <sup>1/,2/</sup>	400	2	29.0	abr-21
Las Mesas - Atacomulco Potencia <sup>3/</sup>	400	2	240.0	abr-24
Champayán - Tamos <sup>4/</sup>	400	2	50.0	abr-25
<b>Total</b>			<b>1,475.2</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Obra con cargo al solicitante. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.39. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORESTE 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Güémez Banco 1 (Sustitución)	3	T	225.0	400/115	abr-16
Regiomontano Banco 1	4	T	500.0	400/115	may-16
Las Mesas Banco 1 (Traslado)	4	T	133.3	400/115	may-17
Derramadero Banco 1	4	T	500.0	400/115	jul-17
Reynosa Maniobras Bancos 1 a 4 <sup>1/</sup>	4	T	300.0	400/34.5	jun-20
Reynosa Maniobras Banco 5 <sup>1/</sup>	4	T	400.0	400/138	jun-20
Jacalitos Bancos 1 y 2 <sup>1/</sup>	7	AT	875.0	400/230	abr-21
San Jerónimo Potencia Banco 2	3	T	375.0	400/115	may-23
Regiomontano Banco 2	3	T	375.0	400/115	may-23
Puerto Altamira Banco 2	3	T	375.0	400/115	may-23
Las Glorias Banco 2 SF6	3	T	375.0	400/115	may-23
Nava Bancos 1 y 2 (Sustitución)	4	AT	300.0	230/138	jul-23
Guerreño Banco 2	3	T	375.0	400/138	abr-24
Arroyo del Coyote Banco 4	3	T	375.0	400/138	may-24
Matamoros Potencia Banco 2	3	AT	225.0	230/138	oct-24
<b>Total</b>			<b>5,708.3</b>		

<sup>1/</sup> Obra con cargo al solicitante. T. Transformador; T. Autotransformador. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.40. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORESTE 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada
Champayán Mvar	Reactor	400	62.0	abr-16
Güémez Mvar	Reactor	400	100.0	jun-16
Derramadero Mvar (Traslado)	Reactor	400	75.0	jul-17
Jacalitos Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	133.0	abr-21
Jacalitos Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	67.0	abr-21
Tamazunchale Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	oct-22
Tamos Mvar	Reactor	400	62.0	abr-25
<b>Total</b>			<b>506.5</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.12. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORESTE 2016-2025**



Fuente: CENACE.

## Principales obras programadas en la región Peninsular

**TABLA 5.1.41. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL PENINSULAR 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Puerto Real - Carmen	115	2	38.8	ene-16
Puerto Real - Carmen (Línea Provisional)	115	2	26.8	ene-16
Xpujil - Xul-Ha	230	2	208.0	feb-17
Escárcega Potencia - Xpujil <sup>3/, 7/</sup>	230	2	159.0	feb-17
Escárcega Potencia - Sabancuy II <sup>3/</sup>	230	2	63.0	mar-18
Playa del Carmen - Playacar <sup>1/, 5/</sup>	115	1	2.5	abr-18
Playacar - Chankanaab II <sup>1/, 5/, 6/</sup>	115	1	25.0	abr-18
Chichi Suárez entronque Nachicom - Cholul <sup>1/</sup>	115	2	0.2	mar-20
Chichi Suárez entronque Nachicom - Izamal <sup>1/</sup>	115	2	9.0	mar-20
Chichi Suárez entronque Nachicom - Norte <sup>1/</sup>	115	2	0.2	mar-20
Chichi Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia <sup>1/</sup>	230	4	14.8	mar-20
Chichi Suárez entronque Norte - Kopté <sup>1/</sup>	115	2	1.0	mar-20
Santa Lucía - Escárcega Potencia <sup>2/</sup>	230	2	160.0	abr-23
Tulum - Playa del Carmen	230	2	126.0	may-23
Valladolid - Tulum <sup>4/</sup>	400	2	210.0	may-23
Escárcega Potencia - Ticul II <sup>2/</sup>	400	2	268.0	mar-24
Ticul II - Kanasín Potencia <sup>2/</sup>	230	2	60.7	mar-24
<b>Total</b>			<b>1,373.0</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Operación inicial en 230 kV. <sup>5/</sup> Cable Submarino. <sup>6/</sup> Operación inicial en 115 kV. <sup>7/</sup> Obra instruida a la CFE. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.42. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL PENINSULAR 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Sabancuy II Banco 2	4	AT	300.0	230/115	mar-18
Chankanaab II Bancos 3 y 4 <sup>1/, 2/</sup>	2	T	120.0	115/34.5	abr-18
Chichi Suárez Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/115	mar-20
Tulum Banco 1	4	AT	300.0	230/115	may-23
<b>Total</b>			<b>1,020.0</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE. T. Transformador; AT. Autotransformador. Fuente: CENACE.

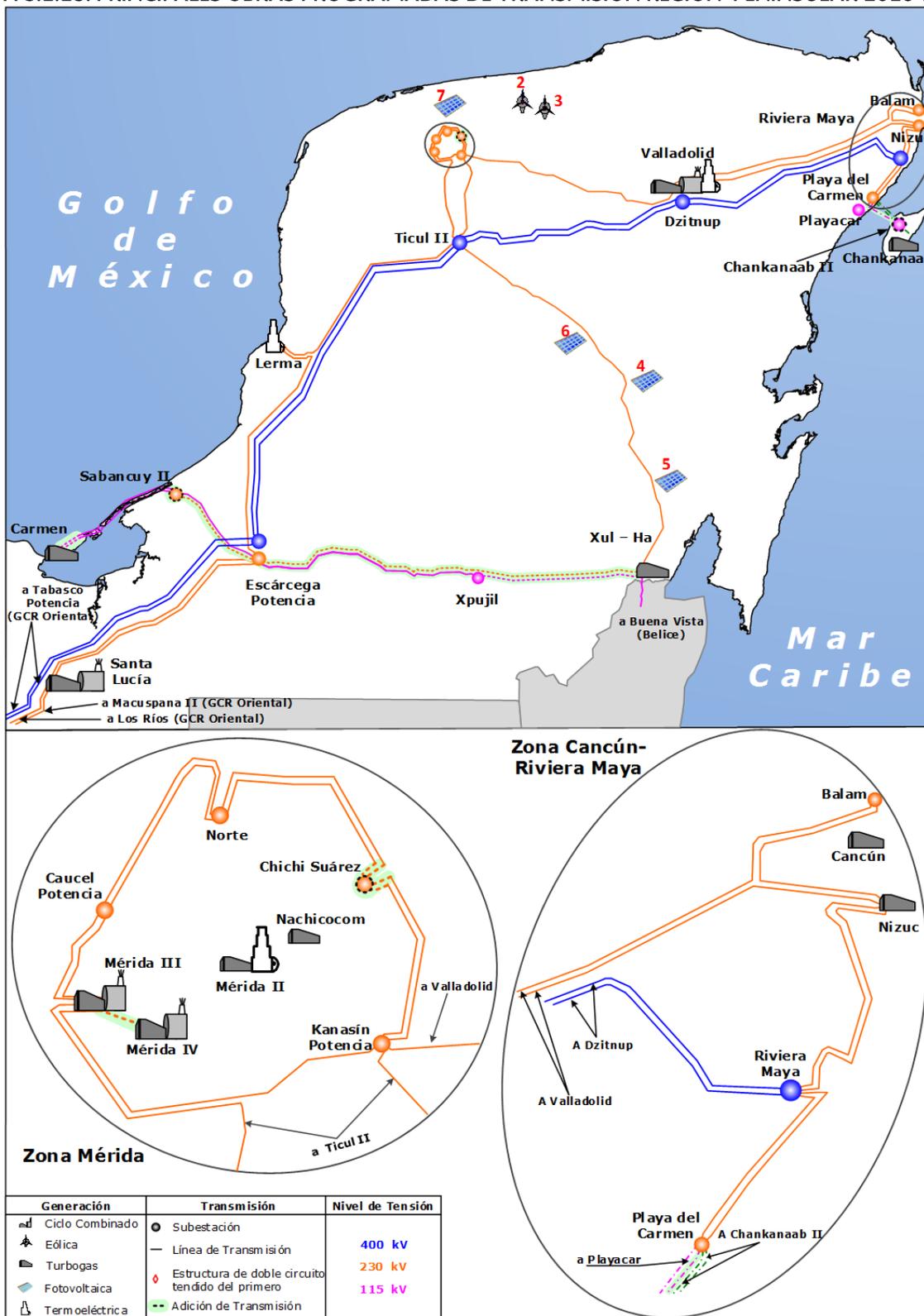
**TABLA 5.1.43. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL PENINSULAR 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada
Carmen Mvar	CEV	115	15/50 Ind./Cap.	feb-16
Escárcega Potencia Mvar	Reactor	230	24.0	ene-17
Xul-Ha Mvar	Reactor	230	24.0	ene-17
Mérida II Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	30.0	mar-18
Poniente Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	30.0	mar-18
Chankanaab II Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	34.5	6.0	abr-18
Chankanaab Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	34.5	6.0	abr-18
Cozumel Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	34.5	6.0	abr-18
Riviera Maya Mvar	CEV	400	90/300 Ind./Cap.	abr-23
Xul-Ha Mvar	Capacitor	115	7.5	mar-24
Chetumal Norte Mvar	Capacitor	115	7.5	mar-24
Escárcega Potencia Mvar	Reactor	400	100.0	mar-24
Ticul II Mvar	Reactor	400	133.0	mar-24
Lerma Mvar	Capacitor	115	30.0	sep-24
Insurgentes Mvar	Capacitor	115	7.5	mar-25
<b>Total</b>			<b>866.5</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE; Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador Estático de VAR. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.13. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN PENINSULAR 2016-2025



Fuente: CENACE.

## Principales obras programadas en la región Oriental

**TABLA 5.1.44. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL ORIENTAL 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
La Malinche entronque Puebla II - Zocac	230	2	4.8	ene-16
Manuel Moreno Torres - Tabasco Potencia	400	2	2.0	jun-16
Ixtapa Potencia - Pie de la Cuesta Potencia <sup>3/, 5/</sup>	400	2	207.7	dic-16
Angostura - Tapachula Potencia <sup>1/, 3/, 6/</sup>	400	2	193.5	oct-17
Chicoasén II entronque Manuel Moreno Torres - Malpaso II	400	2	8.0	nov-17
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas <sup>1/, 2/, 6/</sup>	230	2	17.5	may-18
Puebla II - San Lorenzo Potencia <sup>1/, 2/, 6/</sup>	400	2	13.0	abr-19
Ixtepec Potencia - Juile <sup>1/, 2/, 8/</sup>	400	2	136.0	oct-19
Yautepec Potencia - Ixtepec Potencia <sup>1/, 4/, 6/</sup>	±500	Bipolo	1,200.0	oct-19
Xipe - Ixtepec Potencia <sup>7/</sup>	400	2	50.4	oct-19
Unión Hidalgo - Ixtepec Potencia <sup>7/</sup>	400	2	50.0	oct-19
Tagolaba - Juchitán II <sup>3/</sup>	230	2	44.0	abr-23
La Ciénega - Xipe <sup>2/, 7/</sup>	400	2	190.0	abr-23
Barra Vieja entronque La Parota - Los Amates	230	2	68.0	oct-23
Tabasco Potencia - Escárcega Potencia <sup>2/</sup>	400	2	298.0	mar-24
Malpaso II - Tabasco Potencia <sup>2/</sup>	400	2	107.0	mar-24
Tehuacán Potencia entronque Temascal II - Tecali	400	2	36.0	jul-24
Poza Rica II - Tamos <sup>2/</sup>	400	2	198.0	abr-25
Atlixco Potencia entronque Tecali - Yautepec Potencia	400	2	2.0	jul-25
<b>Total</b>			<b>2,825.9</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Corriente Directa. <sup>5/</sup> Operación inicial en 230 kV. <sup>6/</sup> Obra instruida a la CFE. <sup>7/</sup> Obra con cargo al solicitante. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.45. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL ORIENTAL 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
La Malinche Banco 1	4	AT	300.0	230/115	ene-16
Kilómetro 20 Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-16
Puebla II Banco 4	4	AT	300.0	400/230	jul-16
Tecali Banco 3	3	AT	225.0	400/230	jul-16
Dos Bocas Banco 7 <sup>1/, 2/</sup>	4	AT	300.0	230/115	may-18
Ixtepec Potencia Estación Convertidora <sup>1/, 2/, 3/</sup>	1	EC	3,000.0	±500/400	oct-19
Yautepec Potencia Estación Convertidora <sup>1/, 2/, 3/</sup>	1	EC	3,000.0	±500/400	oct-19
Xipe Bancos 1, 2 y 3 <sup>3/</sup>	10	AT	1,250.0	400/230	oct-19
Xipe Banco 4 <sup>4/</sup>	4	T	300.0	400/115	oct-19
Unión Hidalgo Bancos 1, 2 y 3 <sup>3/</sup>	10	AT	1,100.0	400/230	oct-19
Los Ríos Banco 2	3	AT	100.0	230/115	feb-23
Tagolaba Bancos 1 y 2	7	AT	233.0	230/115	abr-23
Barra Vieja Banco 1	4	AT	300.0	230/115	oct-23
Tehuacán Potencia Banco 1	1	T	500.0	400/115	jul-24
Ixtapa Potencia Banco 2	3	AT	100.0	230/115	sep-24
Atlixco Potencia Banco 1	4	T	500.0	400/115	jul-25
Huatulco Potencia Banco 1	4	AT	300.0	230/115	dic-25
<b>Total</b>			<b>12,033.0</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE. <sup>3/</sup> Capacidad en MW. <sup>4/</sup> Obra con cargo al solicitante. T. Transformador; AT. Autotransformador; EC. Estación Convertidora. Fuente: CENACE.

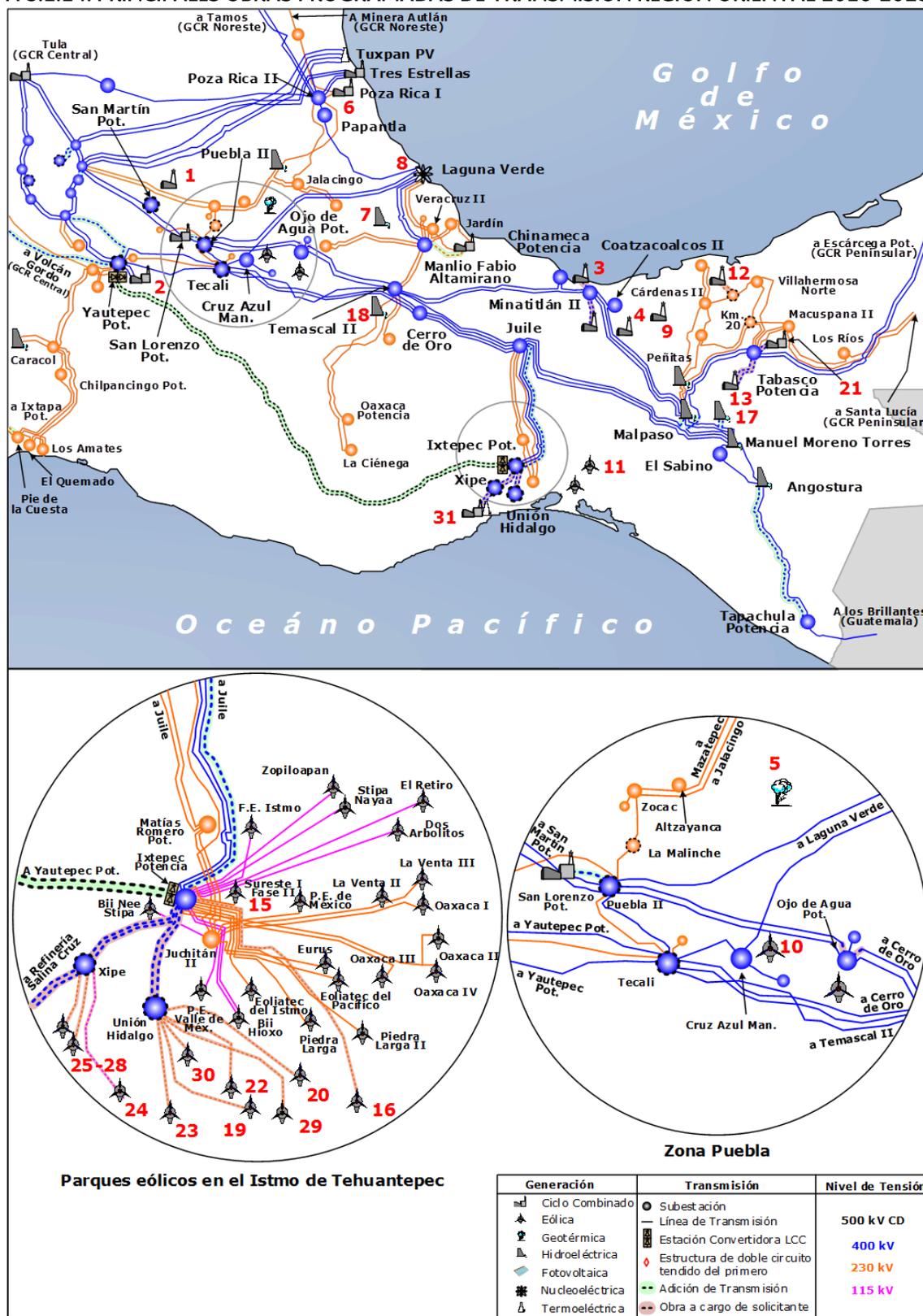
**TABLA 5.1.46. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL ORIENTAL 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltsamperesreactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada
Malpaso II Mvar	Reactor	400	100.0	jun-16
Tapachula Potencia Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Reactor	400	100.0	oct-17
Izúcar de Matamoros Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	12.5	abr-19
Alvarado II Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-19
San Andrés II Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-19
Puebla II Mvar <sup>1/, 4/</sup>	Capacitor	400	532.2	abr-19
Temascal II Mvar <sup>1/, 4/</sup>	Capacitor	400	885.6	abr-19
Juile Mvar <sup>1/, 4/</sup>	Capacitor	400	754.1	abr-19
Xipe Mvar <sup>3/</sup>	Reactor	400	100.0	oct-19
Unión Hidalgo Mvar <sup>3/</sup>	Reactor	400	100.0	oct-19
Tuxpan II Mvar	Capacitor	115	15.0	abr-23
Tihuatlán II Mvar	Capacitor	115	15.0	abr-23
Ixhuatlán Mvar	Capacitor	115	15.0	abr-23
La Ciénega Mvar	Reactor	230	28.0	abr-23
<b>Total</b>			<b>2,672.4</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE. <sup>3/</sup> Obra con cargo al solicitante. <sup>4/</sup> Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente de las Líneas de Transmisión; Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.14. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN ORIENTAL 2016-2025



Fuente: CENACE.

## Principales obras programadas en la región Baja California

**TABLA 5.1.47. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
La Jovita entronque Presidente Juárez - Ciprés <sup>2/, 3/</sup>	230	4	18.8	abr-16
Santa Isabel - Mexicali II <sup>3/</sup>	161	2	13.5	ago-16
Mexicali II - Tecnológico	230	2	20.0	feb-17
González Ortega II entronque Mexicali II - Ruiz Cortines	161	2	12.0	feb-17
Ejido San Luis entronque San Luis Rey - Parque Industrial San Luis	230	2	6.4	oct-18
Ejido San Luis entronque Chapultepec - Parque Industrial San Luis	230	2	6.4	oct-18
Cucapah - Seri <sup>1/, 4/</sup>	±500	Bipolo	1,400.0	abr-21
Cucapah - Sánchez Taboada <sup>1/, 3/</sup>	230	2	10.0	abr-21
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada <sup>1/</sup>	230	2	2.0	abr-21
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II <sup>1/</sup>	230	2	2.0	abr-21
Eólico Rumorosa - La Herradura <sup>1/</sup>	400	2	120.0	abr-21
Eólico Rumorosa - Cucapah <sup>1/</sup>	400	2	170.0	abr-21
La Herradura - Tijuana I <sup>1/, 5/</sup>	400	2	32.0	abr-21
Chapultepec - El Arrajal <sup>2/</sup>	230	2	125.0	jun-21
El Arrajal - San Felipe <sup>2/</sup>	115	2	24.0	jun-21
La Jovita entronque Presidente Juárez - Lomas <sup>6/</sup>	230	4	18.8	abr-22
Cerro Prieto I - Cerro Prieto IV	161	1	6.0	abr-23
Ejido San Luis entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial San Luis	230	2	6.4	jun-25
Ruiz Cortines entronque Ejido San Luis - Hidalgo	230	2	6.0	jun-25
<b>Total</b>			<b>1,999.3</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Corriente Directa. <sup>5/</sup> Operación inicial en 230 kV. <sup>6/</sup> Tendido del tercer y cuarto circuito. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.48. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Santa Isabel Banco 4	4	AT	300.0	230/161	ago-16
Pacífico Banco 2 <sup>1/</sup>	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-19
Carranza Banco 2 <sup>1/</sup>	1	T	40.0	161/13.8	abr-20
La Encantada Banco 1 <sup>1/</sup>	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-21
Cucapah Bancos 1 y 2 <sup>1/</sup>	7	AT	875.0	400/230	abr-21
Cucapah Estación Convertidora <sup>1/, 2/</sup>	1	EC	1,000.0	±500/400	abr-21
La Herradura Bancos 1 y 2 <sup>1/</sup>	7	AT	875.0	400/230	abr-21
El Arrajal Banco 1	4	AT	133.3	230/115	jun-21
Cachanilla Banco 2	1	T	40.0	161/13.8	abr-23
González Ortega II Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-23
Valle de Puebla Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-23
Mexicali Oriente Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-23
San Luis Rey Banco 2	1	T	40.0	230/13.8	abr-24
El Rubí Banco 2	3	AT	225.0	230/115/69	jun-24
La Herradura Banco 2	3	AT	225.0	230/115/69	abr-25
Ruiz Cortines Banco 3	4	AT	300.0	230/161	jun-25
<b>Total</b>			<b>4,233.3</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Capacidad en MW. T. Transformador; AT. Autotransformador; EC. Estación Convertidora. Fuente: CENACE.

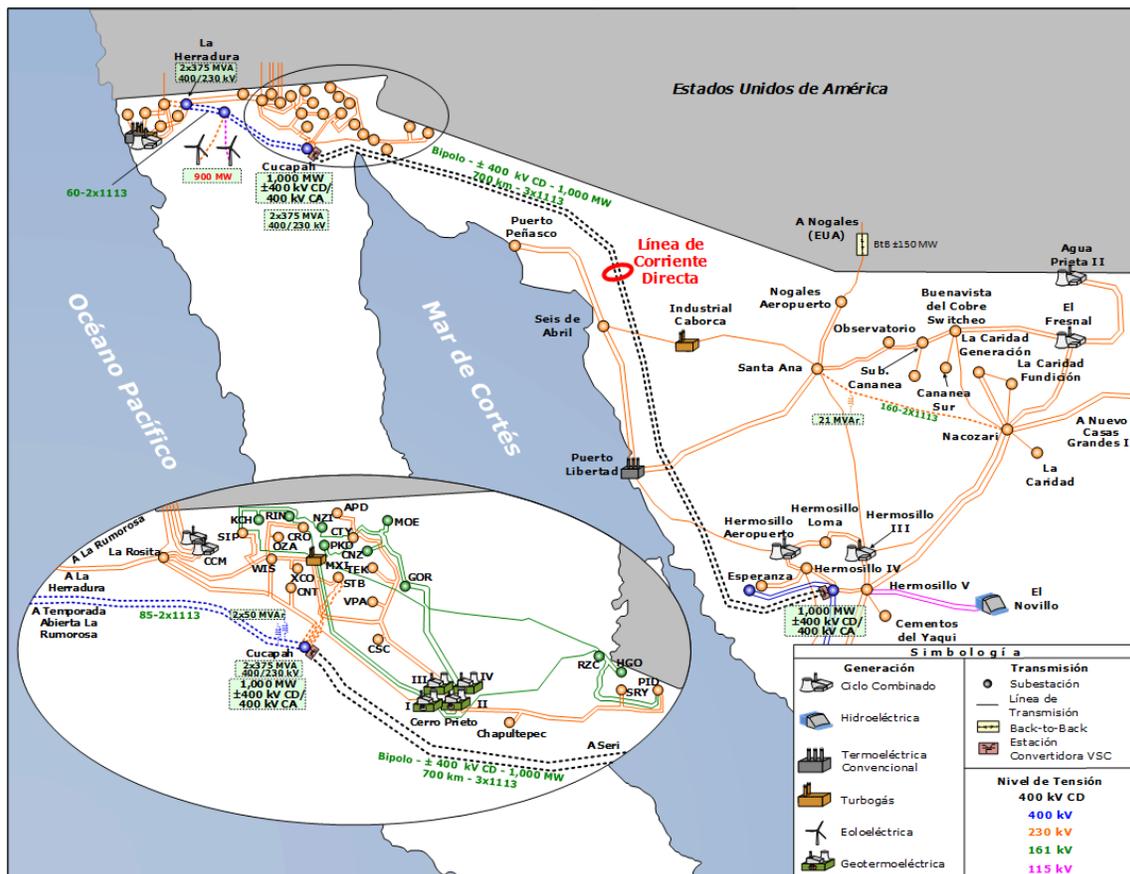
TABLA 5.1.49. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA 2016-2025

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada
Hidalgo Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	161	21.0	abr-17
Packard Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	161	21.0	abr-17
San Simón Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-17
Guerrero Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	69	16.0	abr-17
México Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	69	16.0	abr-17
González Ortega II Mvar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Mexicali II Mvar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Centro Mvar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Cachanilla Mvar	Capacitor	161	21.0	abr-19
Eólico Rumorosa Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	67.0	abr-21
Eólico Rumorosa Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	50.0	abr-21
Carranza Mvar	Capacitor	161	21.0	abr-23
Mexicali Oriente Mvar	Capacitor	161	21.0	abr-23
La Joya Mvar	Capacitor	115	15.0	abr-24
El Rubí Mvar	Capacitor	69	24.3	jun-24
<b>Total</b>			<b>363.8</b>	

<sup>1/</sup>Obra PRODESEN. <sup>2/</sup>Obra instruida a la CFE. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.15. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN BAJA CALIFORNIA 2016-2025



Fuente: CENACE.

## Principales obras programadas en la región Baja California Sur

**TABLA 5.1.50. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA SUR 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Camino Real entronque Punta Prieta II - El Triunfo	115	2	0.4	ago-16
Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo - San José del Cabo	115	2	4.6	dic-16
Pozo de Cota - El Palmar	230	2	54.0	abr-18
Central Diesel Los Cabos - Pozo de Cota	115	2	14.0	abr-18
Datilitos (San Juan de la Costa) - Derivación Olas Altas	115	2	70.0	jul-18
Derivación Olas Altas - Bledales <sup>2/</sup>	115	2	6.0	jul-18
Derivación Olas Altas - Olas Altas <sup>2/</sup>	115	2	0.1	jul-18
Mezquital - Villa Constitución <sup>1/,3/</sup>	±400	Bipolo	698.0	abr-21
Villa Constitución - Olas Altas <sup>1/</sup>	230	2	394.0	abr-21
Libramiento San José entronque El Palmar - Olas Altas	230	2	2.0	jun-23
Libramiento San José entronque El Palmar - San José del Cabo	115	2	20.0	jun-23
Libramiento San José - Monte Real <sup>2/</sup>	115	2	3.0	jun-23
Aeropuerto Los Cabos entronque Cabo San Lucas II - El Palmar	115	2	10.0	jun-23
Aeropuerto Los Cabos - Los Cabos <sup>2/</sup>	115	2	18.0	jun-23
Aeropuerto Los Cabos - Pozo de Cota <sup>2/</sup>	115	2	23.0	jun-23
Coromuel entronque Punta Prieta II - Olas Altas	115	2	2.0	jun-25
Coromuel entronque Punta Prieta II - El Triunfo	115	2	2.0	jun-25
<b>Total</b>			<b>1,321.1</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Corriente Directa. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.51. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA SUR 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Camino Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ago-16
Monte Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-16
Pozo de Cota Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-18
Villa Constitución Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/115	abr-21
Villa Constitución Estación Convertidora <sup>1/,2/</sup>	1	EC	500.0	±400/230	abr-21
Olas Altas Banco 2 <sup>1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	abr-21
Punta Prieta Banco 1 (Sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-21
Libramiento San José Banco 1	4	AT	133.3	230/115	jun-23
Aeropuerto Los Cabos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-23
Coromuel Banco 1	4	AT	133.3	230/115	jun-25
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-25
Monte Real Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-25
<b>Total</b>			<b>1,646.6</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Capacidad en MW; T. Transformador; AT. Autotransformado; EC. Estación Convertidora. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.52. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA SUR 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada
Santiago Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-17
Bledales Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	12.5	abr-17
Monte Real Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-19
Camino Real Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-19
Villa Constitución Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	12.5	abr-21
Olas Altas Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-21
Cabo Real Mvar	Capacitor	115	7.5	abr-23
Loreto Mvar	Capacitor	115	7.5	abr-23
San José del Cabo Mvar	Capacitor	115	15.0	jun-23
Palmilla Mvar	Capacitor	115	7.5	jun-23
<b>Total</b>			<b>100.0</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE. Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.16. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR 2016-2025**



Fuente: CENACE.

### Principales obras programadas en el Sistema Mulegé

**TABLA 5.1.53. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL MULEGÉ 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Mina - Central Diesel Santa Rosalía	34.5	2	3.6	feb-18
El Infiernito - Mezquital <sup>1/</sup> , <sup>2/</sup>	±400	Bipolo	300.0	abr-21
El Infiernito - Bahía de Kino <sup>1/</sup> , <sup>2/</sup> , <sup>3/</sup>	±400	Bipolo	210.0	abr-21
Mezquital - San Lucas <sup>4/</sup>	115	2	17.0	jun-22
<b>Total</b>			<b>530.6</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Corriente Directa. <sup>4/</sup> Cable submarino. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.54. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL MULEGÉ 2016-2025**

(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Central Diesel Santa Rosalía Banco 2	1	T	20.0	34.5/13.8	feb-18
Mezquital Estación Convertidora <sup>1/</sup> , <sup>2/</sup>	1	EC	150.0	±400/115	abr-21
San Lucas Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-22
Mezquital Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	jun-23
<b>Total</b>			<b>210.0</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Capacidad en MW; T. Transformador; EC. Estación Convertidor. Fuente: CENACE.

**MAPA 5.1.17. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN MULEGÉ 2016-2025**



Fuente: CENACE.

### Principales obras programadas en la región Noroeste

**TABLA 5.1.55. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NOROESTE 2016-2025**

(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha de entrada
Seri - Guaymas Cereso	400	2	236.8	nov-16
Empalme CC entronque Planta Guaymas II - Obregón III L1	230	2	18.0	nov-16
Empalme CC - Guaymas Cereso <sup>3/</sup>	230	2	21.9	nov-16
Empalme CC entronque Planta Guaymas II - Obregón III L2	230	2	15.8	nov-16
Guaymas Cereso - Bâcum <sup>2/, 5/</sup>	400	2	93.3	nov-16
Empalme CC entronque Bâcum - Seri L1	400	2	15.4	nov-16
Empalme CC entronque Bâcum - Seri L2	400	2	16.4	nov-16
Hermosillo IV - Hermosillo V <sup>5/</sup>	230	2	36.1	nov-16
Seri entronque Hermosillo IV - Hermosillo V	230	4	18.4	nov-16
Pueblo Nuevo - Obregón IV <sup>3/</sup>	400	2	85.6	nov-16
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L1	400	2	0.4	mar-17
Bâcum - Obregón IV	230	2	60.0	abr-17
Bâcum entronque Empalme CC - Obregón III	230	2	20.0	abr-17
Santa Ana - Nogales Aeropuerto <sup>3/</sup>	230	2	100.0	abr-17
Choacahui - Bâcum <sup>3/</sup>	400	2	249.1	sep-17
Choacahui entronque Louisiana - Los Mochis II	230	2	27.4	sep-17
Hermosillo Aeropuerto - Esperanza <sup>3/</sup>	230	2	58.1	abr-18
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 <sup>1/</sup>	400	2	0.4	abr-18
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 1) <sup>1/, 3/</sup>	230	2	16.0	dic-18
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 2) <sup>1/, 2/</sup>	230	2	11.0	dic-18
Santa Ana - Nacoziari <sup>1/, 2/, 5/</sup>	400	2	160.0	abr-21
Bahía de Kino - Esperanza <sup>1/, 4/</sup>	±400	Bipolo	100.0	abr-21
Esperanza - Seri <sup>1/</sup>	400	2	110.0	abr-21
Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II <sup>1/</sup>	230	2	31.4	abr-21
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco <sup>1/</sup>	230	2	0.6	abr-21
Industrial Caborca - Santa Ana <sup>2/</sup>	230	2	109.0	jun-24
Industrial Caborca - Seis de Abril <sup>2/</sup>	230	2	48.0	jun-24
<b>Total</b>			<b>1,659.1</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Tendido del primer circuito. <sup>3/</sup> Tendido del segundo circuito. <sup>4/</sup> Corriente Directa. <sup>5/</sup> Operación inicial en 230 kV.  
Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.56. PRINCIPALES OBRAS DE TRANSFORMACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NOROESTE 2016-2025**  
(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Louisiana Banco 2	3	AT	225	230/115	jul-16
Bácum Bancos 3 y 4	7	AT	875	400/230	nov-16
Seri Bancos 1 y 2	7	AT	875	400/230	nov-16
Culiacán Poniente Banco 1	4	AT	500	400/115	mar-17
Bácum Banco 2	3	AT	225	230/115	abr-17
Nogales Aeropuerto Banco 2	3	AT	100	230/115	abr-17
El Habal Banco 2 (Traslado) <sup>1/</sup>	3	AT	100	230/115	oct-17
Esperanza Banco 1	4	AT	300	230/115	abr-18
Guaymas Cereso Banco 2	4	AT	300	230/115	abr-18
Seri Estación Convertidora <sup>1/, 2/</sup>	1	EC	1,000	±500/400	abr-21
Esperanza Estación Convertidora <sup>1/, 2/</sup>	1	EC	650	±400/400	abr-21
Caimanero Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300	230/115	abr-21
Mar de Cortés Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300	230/115	abr-21
Hermosillo Aeropuerto Banco <sup>1/</sup>	3	AT	300	230/115	jun-24
Industrial Caborca Banco 2	3	AT	100	230/115	jun-24
<b>Total</b>			<b>6,150</b>		

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Capacidad en MW; T. Transformador; AT. Autotransformador; EC. Estación Convertidora. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.57. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NOROESTE 2016-2025**  
(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada
La Higuera Mvar	CEV	230	300/300 Ind./Cap.	jun-16
Los Mochis I Mvar	Capacitor	115	30.0	jul-16
Los Mochis III Mvar	Capacitor	115	30.0	jul-16
San Rafael Mvar	Capacitor	115	22.5	jul-16
Bácum Mvar	Reactor	400	100.0	nov-16
Bácum Mvar	Reactor	400	75.0	sep-17
El Carrizo Mvar (Traslado) <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-18
Guamúchil II Mvar <sup>1/, 2/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18
Nogales Aeropuerto Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	230	35.0	dic-18
Industrial Caborca Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	30.0	abr-19
Seis de Abril Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-19
Seri Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	117.0	oct-19
Santa Ana Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	230	21.0	abr-21
<b>Total</b>			<b>1,113.0</b>	

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup> Obra instruida a la CFE; Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador Estático de Var. Fuente: CENACE.

MAPA 5.1.18. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NOROESTE 2016-2025



Fuente: CENACE.

## 5.2 Límites de Transmisión 2016-2021

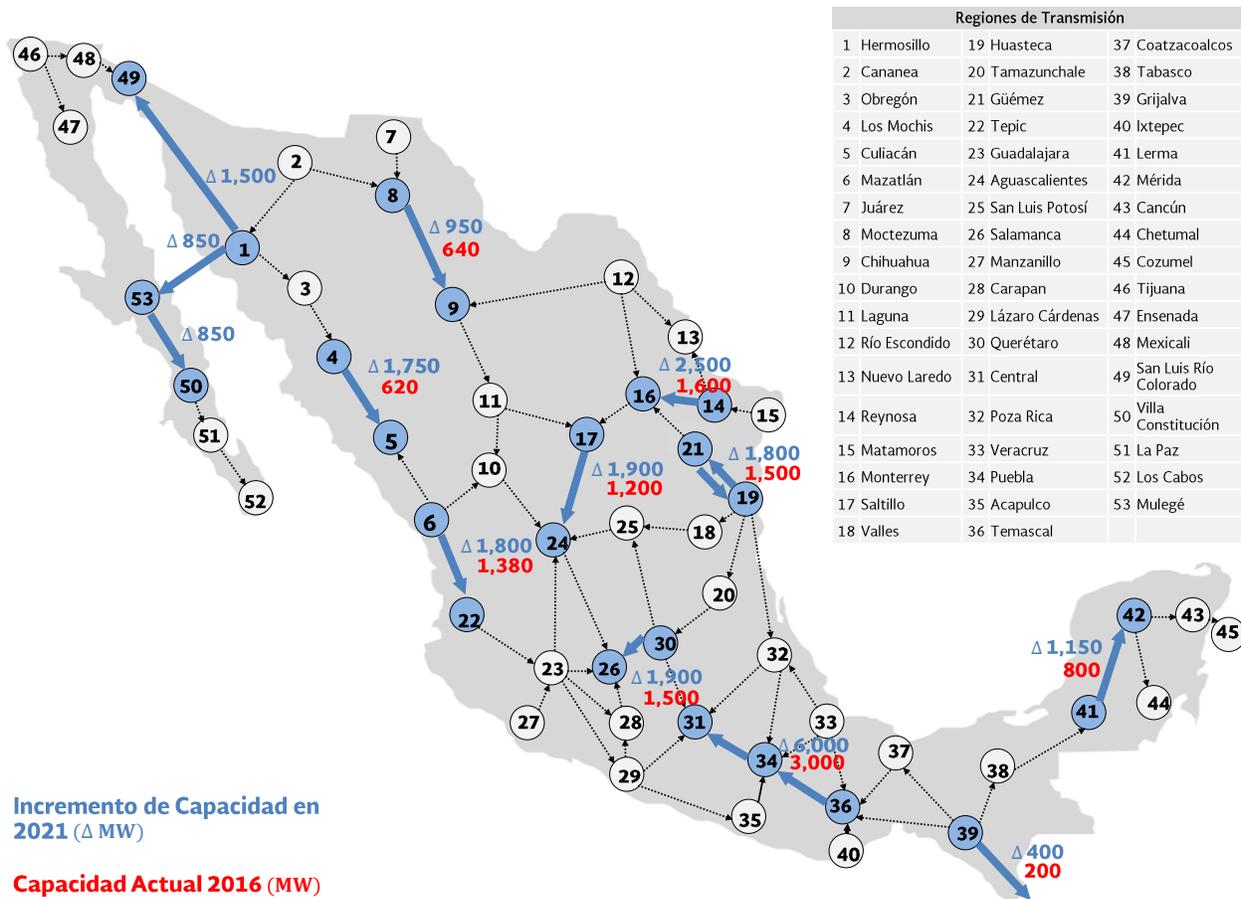
Se estima que en 2021, como resultado de la implementación de los Proyectos programados y Obras Complementarias, se tendrá un incremento significativo en la transmisión de potencia en los siguientes enlaces:

- Oriental-Peninsular
- Huasteca-Güémez
- Los Mochis-Culiacán
- Mazatlán-Tepic
- Moctezuma-Chihuahua

- Reynosa-Monterrey
- Saltillo-Aguascalientes
- Temascal-Centro
- Interconexión SIN-Baja California Norte
- Interconexión SIN-Baja California Sur
- Interconexión México-Guatemala

El incremento en la capacidad de transmisión de estos enlaces se traducirá en la eliminación de congestiones en la RNT, lo que posibilitará la instalación de proyectos de centrales eléctricas y mejorará la confiabilidad en la operación del SEN (ver Mapa 5.2.1).

MAPA 5.2.1. LÍMITES DE TRANSMISIÓN 2016-2021



Fuente: CENACE

### 5.3 Proyectos en estudio

#### Interconexión de Baja California Sur-SIN

Situación en estudio y Objetivos	
<i>Situación en estudio</i>	Potenciales riesgos en confiabilidad y desaprovechamiento del potencial de energía eléctrica eficiente y competitiva ante la operación aislada del sistema de la Península de Baja California Sur.
<i>Objetivo PRODESEN</i>	Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistema Aislados de la Península de Baja California.
<i>Objetivo del Proyecto</i>	Aprovechar la instalación y operación de energía eléctrica diversificada, eficiente y competitiva, así como mejorar la confiabilidad del Sistema de Baja California Sur al integrarse al SIN.

#### Beneficios esperados

- Reducir el costo integral de producción de energía eléctrica al instalar y operar centrales eléctricas renovables y con alto potencial en la región de control.
- Mejorar la confiabilidad, operación y eficiencia del Sistema de Baja California Sur al integrarse SEN.
- Modernizar la red eléctrica del Sistema de Baja California Sur con la aplicación de tecnologías emergentes en el país, como sería tecnología en corriente directa.

#### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** abril de 2021.
- **Transmisión:** construcción de 6 líneas de transmisión, 2 en corriente alterna con 504 km-c y 4 líneas en corriente directa con 1,308 km-c con tensión de  $\pm 440$  kV y capacidad de transmisión de 650 MW y otra de 850 MW (ver Tabla 5.3.1.).

- **Transformación:** 5 subestaciones, de las cuales 2 son subestaciones en corriente alterna con una capacidad total de 400 MVA y 3 estaciones convertidoras con un total de 1,700 MVA (ver Tabla 5.3.2.).
- **Compensación:** 2 capacitores, con tensión de 115 kV y una capacidad total de 30 Mvar (ver Tabla 5.3.3.).
- **Situación Actual:** El proyecto de Interconexión de Baja California Sur al Sistema Interconectado Nacional es una alternativa interesante de integración energética para el estado de Baja California Sur.
- Se espera una reconfiguración del sistema eléctrico de Baja California con la introducción de Gas Natural para la generación de energía eléctrica. En este sentido, los resultados de la licitación del suministro de Gas Natural a realizarse en los próximos meses, tendrán gran relevancia para el desarrollo del sector en ésta región.

#### Análisis Beneficio-Costo preliminar

Para llevar a cabo el análisis Beneficio-Costo de este proyecto, el CENACE propuso la evaluación de dos opciones:

- 1) Subestaciones Esperanza-Mezquital-Villa Constitución-Olas con 650 MW.
- 2) Subestaciones Esperanza-Mezquital-Villa Constitución-Olas Altas con 850 MW.

Los resultados del análisis indican que el proyecto en Corriente Directa de Subestaciones Esperanza-Mezquital-Villa Constitución-Olas Altas tiene una relación de Beneficio/Costo de 2.03 y la segunda opción de 1.87 (ver Tabla 5.3.4.).

**TABLA 5.3.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN, BAJA CALIFORNIA SUR-SIN**  
(Kilovolt; Kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tecnología	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)
Seri - Esperanza	CA	400	2	110
Esperanza - Bahía de Kino	CD	±400	Bipolo	100
Bahía de Kino - El Infiernito <sup>1/</sup>	CD	±400	Bipolo	210
El Infiernito - Mezquital	CD	±400	Bipolo	300
Mezquital - Villa Constitución	CD	± 400	Bipolo	698
Villa Constitución - Olas Altas	CA	230	2	394
<b>Total</b>				<b>1,812</b>

<sup>1/</sup> Cable Submarino; CD. Corriente Directa; CA. Corriente Alterna. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.3.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN, BAJA CALIFORNIA SUR-SIN**  
(Megavoltampere)

Subestación	Tecnología	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación
Esperanza Estación Convertidora	CD	1	EC	850	±400/400
Mezquital Estación Convertidora	CD	1	EC	150	±400/115
Villa Constitución Estación Convertidora	CD	1	EC	700	±400/230
Villa Constitución Banco 1	CA	4	AT	300	230/115
Olas Altas 2	CA	3	AT	100	230/115
<b>Total</b>				<b>2,100</b>	

CD. Corriente Directa; CA. Corriente Alterna; AT. Autotransformador; EC. Estación Convertidora en MW. Fuente: CENACE

**TABLA 5.3.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN, BAJA CALIFORNIA SUR-SIN**  
(Kilovolt; Megavoltampere reactivo)

Subestación	Equipo	Tensión kV	Capacidad Mvar	Fecha de entrada
Villa Constitución Mvar	Capacitor	115	12.5	abr-21
Olas Altas Mvar	Capacitor	115	15.0	abr-21
<b>Total</b>			<b>27.5</b>	

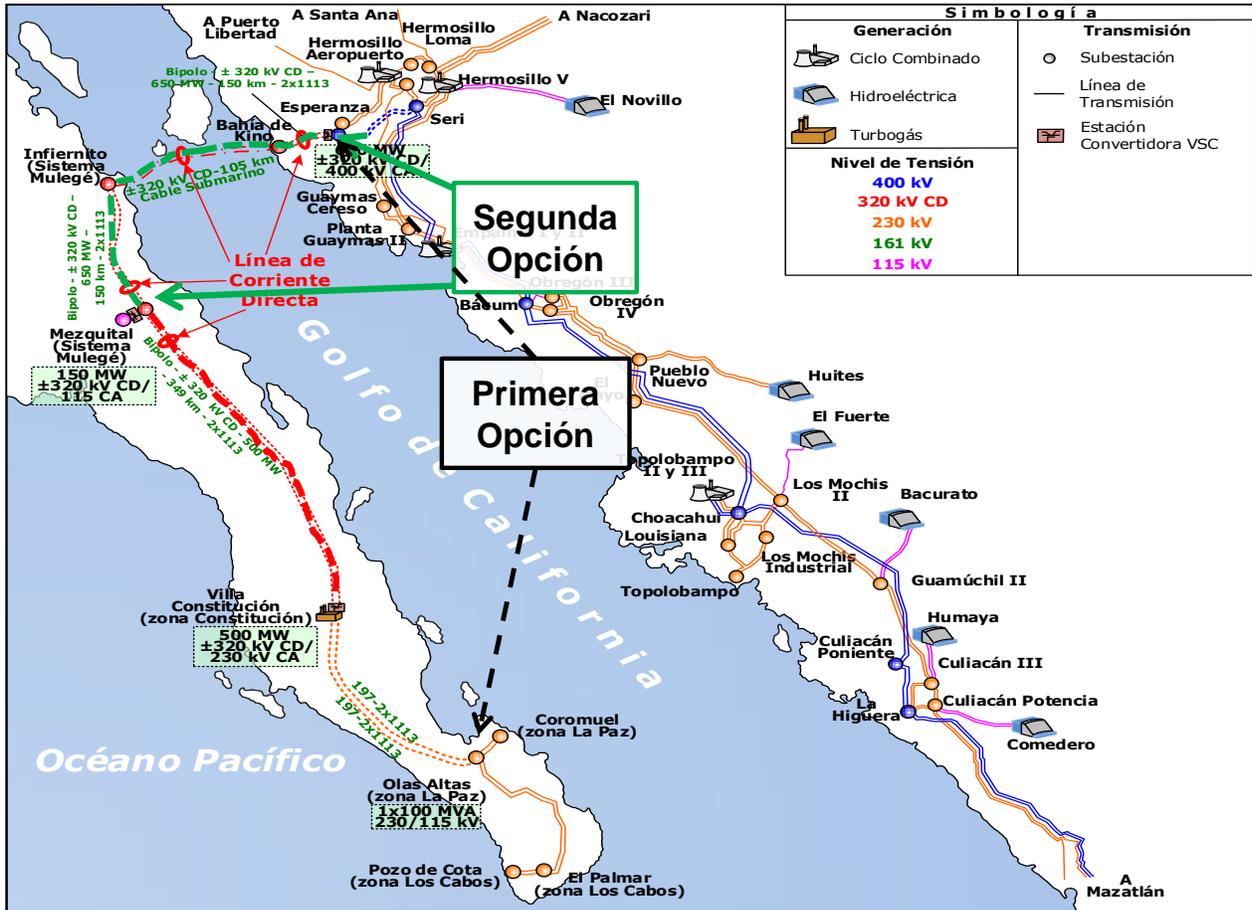
Fuente: CENACE.

**TABLA 5.3.4. BENEFICIO-COSTO PRELIMINAR, BAJA CALIFORNIA SUR-SIN**

Concepto	Opción 1: Corriente Directa Subestaciones Esperanza-Mezquital- Villa Constitución-Olas Altas, para 650 MW	Opción 1: Corriente Directa Subestaciones Esperanza-Mezquital- Villa Constitución-Olas Altas, para 850 MW
Costo de Inversión (Millones de dólares, VP 2018)	866	938
Beneficios totales (Millones de dólares, VP 2018)	1,754	1,754
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>2.03</b>	<b>1.87</b>

VP: Valor Presente. Fuente: CENACE.

MAPA 5.3.1. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN BAJA CALIFORNIA SUR-SIN



Fuente: CENACE.

## Dos Bocas banco 7

Situación en estudio y Objetivos	
<b>Situación en estudio</b>	Actualmente, el suministro de energía eléctrica en la zona Veracruz se realiza mediante tres bancos de transformación de 225 MVA (230/115 kV), dos instalados en la subestación Veracruz Dos y uno en la subestación Jardín. Este último, está siendo sustituido por la Subestación Encapsulada con Gas SF6 con fecha de entrada en operación a mediados de este año, por lo que hay que evaluar las condiciones operativas ante la entrada de la nueva Subestación Encapsulada.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de capacidad adicional de transformación en la zona de Dos Bocas, Veracruz, en caso de que el replazo de la Subestación Encapsulada con Gas SF6 en la Subestación Jardín no brinde resultados previstos.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** mayo de 2018.
- **Transmisión:** construcción una línea de transmisión por 17.5 km-c en 230 kV (ver Tabla 5.3.5.).

- **Transformación:** una subestación con capacidad de 300 MVA y relación de transformación de 230/115 (ver Tabla 5.3.5.).
- **Situación Actual:** En 2018 las condiciones operativas de transformación de energía eléctrica en la zona alcanzarían niveles críticos de carga y operación que pondrían en riesgo la continuidad y confiabilidad.

Sin embargo, la Subestación Encapsulada con Gas SF6 en la Subestación Jardín atendería los requerimientos de transformación en la zona y el proyecto Dos Bocas Banco 7 se encuentra sujeto a los resultados de la entrada en operación de la Subestación Encapsulada.

### Análisis Beneficio-Costo preliminar

Los resultados del análisis indican que el proyecto tiene una relación de Beneficio/Costo de 6.8 con un valor presente neto a 2017 de 1,416 millones de pesos y que de ejecutarse evitaría 0.8 MW de pérdida de energía eléctrica anualmente (ver Tabla 5.3.6.).

**TABLA 5.3.5. OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN, DOS BOCAS BANCO 7**

Concepto	Transmisión		Transformación	
	Longitud (km-c)		Equipo	MVA/Relación de Transformación
	230 kV	69 kV		
Dos Bocas Banco 7			4 AT	300/230/115
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas <sup>1</sup>	17.5			

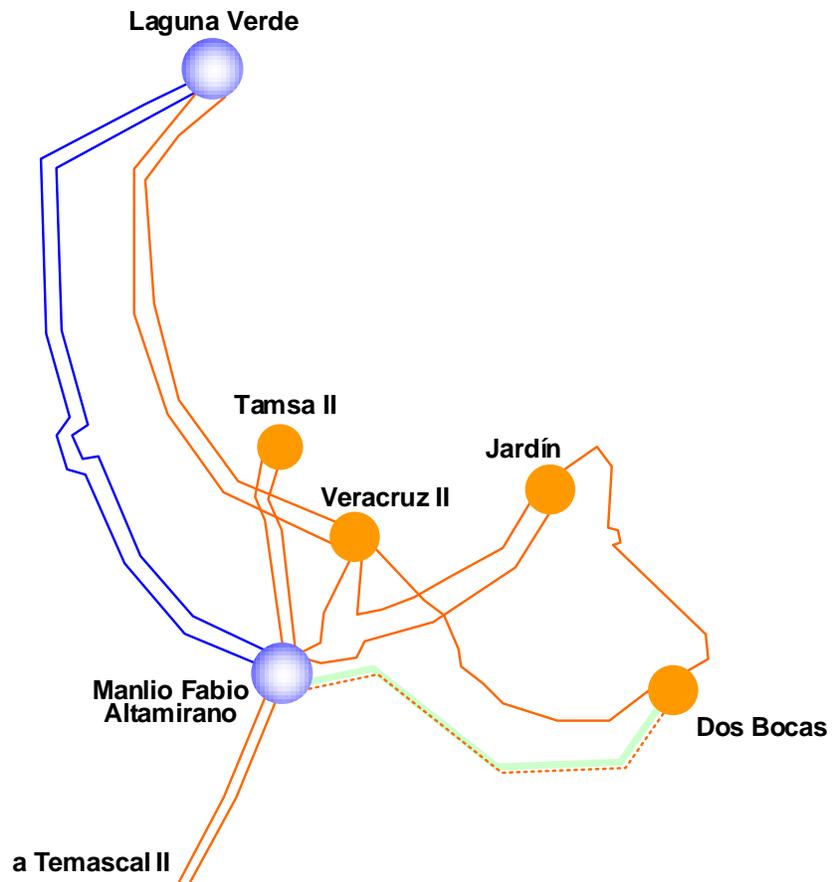
<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.3.6. BENEFICIO-COSTO PRELIMINAR, DOS BOCAS BANCO 7**

Concepto	Valor
Valor Presente Neto a 2016 (millones de pesos)	1,416
Tasa Interna de Retorno (%)	33.1
Pérdidas evitadas con el Proyecto (MW)	0.8
Horizonte de Análisis (años)	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>6.8</b>

Fuente: CENACE.

MAPA 5.3.2. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DOS BANCOS  
BANCO 7



Fuente: CENACE.

## Banco de baterías de 10 MW para integrar 90 MW adicionales de capacidad de generación eléctrica renovable en Baja California Sur

Situación en estudio y Objetivos	
Situación en estudio	Los combustibles disponibles en el sistema de Baja California Sur son combustóleo y diésel. Por su parte, las tecnologías de generación convencionales que se instalarán en los próximos años serán ciclo combinado, por lo que se analizarán opciones que sean lo suficientemente flexibles para absorber la intermitencia de las fuentes renovables y las variaciones de la demanda. Asimismo, Baja California Sur existe un alto potencial de generación de energía eléctrica renovable, particularmente eólica y fotovoltaica.
Objetivo PRODESEN	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
Objetivo del Proyecto	Facilitar la incorporación de hasta 90 MW de generación de fuentes renovables.

### Beneficios esperados

- Reducir el costo integral de producción de energía eléctrica al instalar y operar centrales eléctricas renovables y con alto potencial y sustituir las centrales que operan con tecnologías convencionales.
- Mejorar la confiabilidad, operación y eficiencia del Sistema Baja California Sur.
- Integrar mayor generación eléctrica renovable durante el periodo 2017-2020.

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** 2017.
- **Almacenamiento:** Banco de baterías de 10 MW.
- **Situación Actual:** Proyecto en estudio que requiere considerar la reconfiguración del sistema eléctrico de Baja California con la introducción de Gas Natural para la generación de energía eléctrica, por lo que el análisis se actualizará con los resultados de la licitación del suministro de Gas Natural a realizarse en los próximos meses de este año.

Asimismo, resulta necesario realizar un análisis de las implicaciones que este proyecto puede tener en el ámbito de las actividades de un generador de energía

eléctrica y de un transportista. Desde la perspectiva de un generador de energía eléctrica se tendrá que evaluar en el marco de las disposiciones administrativas de carácter general de los servicios conexos, y desde la perspectiva de un transportista se tendrán que evaluar en el marco de sus atribuciones previstas en Ley.

### Análisis Beneficio-Costo preliminar

Para llevar a cabo el análisis Beneficio-Costo de este proyecto, el CENACE propuso la evaluación del Banco de Baterías bajo dos opciones:

- 1) Evaluación a largo plazo (25 años), y
- 2) Evaluación a mediano plazo (4 años).

Los resultados del análisis indican que los mayores beneficios se logran con la integración de generación eléctrica renovable a partir de 2017 y hasta 2020, por lo que el proyecto deberá considerar la renta de banco de baterías durante ese periodo, o bien, hasta la entrada de la interconexión de Baja California Sur al SIN, que también se encuentra en estudio. (ver Tabla 5.3.7.).

**TABLA 5.3.7. BENEFICIO-COSTO PRELIMINAR, BANCO DE BATERÍAS BAJA CALIFORNIA SUR**

Concepto	Valor (4 años)
Costo de Inversión (Millones de dólares, valor presente 2017)	9
Beneficios totales (Millones de dólares, valor presente 2017)	30
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>3.31</b>

Fuente: CENACE.

## 5.4 Proyectos en Análisis

La instalación de la capacidad de generación de energía eléctrica del PIIRCE, la operación del SEN y los Proyectos y Obras Propuestas descritas anteriormente, reconfigurarán la RNT, por lo que el CENACE llevará a cabo diversos estudios que se realizará durante este año 2016 y cuyos resultados definitivos estarán disponibles para el próximo PRODESEN 2017-2031:

1. **Cambio de tensión de la línea de transmisión Nacozeni – Moctezuma:** Proyecto en análisis de factibilidad técnica y los beneficios de

incrementar la tensión de la línea de transmisión Nacoziari – Moctezuma de 230 a 400 kV para integrar el potencial de generación solar en el estado de Sonora y ciclos combinados de la región de control Noroeste. El estudio permitirá determinar la confiabilidad del SEN ante el cambio en el nivel de tensión de la línea de transmisión Nacoziari – Moctezuma.

**2. Revisión de la infraestructura de las interconexiones entre México-Norteamérica y México-Centroamérica:**

Proyectos en análisis de confiabilidad de las interconexiones y determinar los beneficios al SEN. El estudio permitirá profundizar la integración de los mercados eléctricos, aumentar competitivamente el intercambio de energía eléctrica entre los sistemas eléctricos participantes y determinar las obras de infraestructura en transmisión de los enlaces, para los siguientes puntos de interés de interconexión:

- **Enlace asíncrono Back to Back Ciudad Juárez, Chihuahua, – El Paso, Texas:** Proyecto en análisis de beneficios en confiabilidad y económicos para el SEN ante una posible integración de Ciudad Juárez, México con el Paso, EUA.
- **Enlace asíncrono Back to Back ubicado en Reynosa, Tamaulipas:** Proyecto en análisis de beneficios en confiabilidad y económicos para el SEN ante una posible integración de Reynosa, México con EUA.
- **Enlace asíncrono Back to Back entre México-Guatemala:** Proyecto en análisis de las características topológicas y oscilaciones electromecánicas no amortiguadas entre los sistemas eléctricos de México y Guatemala. El estudio permitirá definir la aplicación de un enlace para resolver la problemática entre ambos sistemas y facilitar la integración de ambos mercados.

**3. Línea de Transmisión Fronteriza en Corriente Directa que recorra la frontera norte del país para interconectar las Regiones de Transmisión Fronterizas en México y profundizar la integración del intercambio comercial con Norteamérica:**

Proyecto en análisis de beneficios relacionados a la implementación de mejoras en la confiabilidad operativa del SEN, integrar el potencial de generación de energía eléctrica renovable detectado en la frontera norte del país, integrar el

MEM de México con Norteamérica; brindar flexibilidad operativa de la RNT al expandir los enlaces asíncronos y síncronos en la frontera norte del país. El estudio permitirá identificar y determinar los beneficios económicos de la construcción y operación de un corredor de transmisión paralelo a la frontera con Norteamérica, así como sus obras de transmisión.

**4. Diseño de la Red de Transmisión y Distribución de las principales ciudades con alta densidad de carga y zonas turísticas:**

Proyecto en análisis de diseño de la red de transmisión bajo condiciones de confiabilidad, económicas y sustentables de las principales ciudades del país y zonas turísticas con significativa densidad de carga. El estudio permitirá identificar las necesidades en refuerzos en transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva.

**5. Cambio de tensión en la red de suministro de la Ciudad de Tijuana:**

Proyecto en análisis que retoma los trabajos realizados por la CFE para determinar un cambio de operación de la red de suministro de Tijuana de 69 a 115 kV, ya que en su momento el pronóstico del crecimiento de la demanda y los resultados beneficio-costo no justificaron el cambio de tensión. Sin embargo, con las nuevas proyecciones de conexión de centros de carga se revisará el comportamiento de la red eléctrica. El estudio permitirá determinar la factibilidad y beneficio-costo para el SEN de realizar un cambio de tensión a 115 kV o superior.

**6. Red de transmisión de la Ciudad de Chihuahua a La Laguna:**

Proyecto en análisis de factibilidad y beneficios al SEN de una red de transmisión asociada a los proyectos de generación eléctrica fotovoltaica ubicados en los estados de Sonora y Chihuahua. El estudio permitirá determinar el beneficio-costo de dicha red de transmisión y establecer las necesidades de obras de transmisión para incrementar la capacidad de transporte de energía de Chihuahua hacia La Laguna. Este proyecto estaría alineado a los proyectos de interconexión de los Sistema Baja California y la línea de transmisión fronteriza.

**7. Diseño de la red de transmisión para prevenir integración de generación renovable en zonas de alto potencial:**

Proyecto en análisis de diseño de una red de transmisión bajo condiciones de confiabilidad, económicas y sustentables para integrar la generación eléctrica renovable en zonas del país con alto potencial. El diseño de esta red

permitirá transmitir la energía eléctrica hacia los centros de carga, minimizando su costo y la congestión de la red de transmisión. El estudio permitirá determinar la factibilidad y beneficio-costo para el SEN de la red de transmisión.

- 8. Análisis para continuar o incrementar las aplicaciones de Redes Eléctricas:** Proyecto en análisis de aplicación de Redes Eléctricas Inteligentes para mejorar la confiabilidad, el costo y calidad en la transmisión de energía eléctrica. La aplicación de fuentes de almacenamiento de energía para el control de la calidad de la frecuencia, control de flujos de potencia, para producción de energía eléctrica durante las horas de la demanda máxima, picos nocturnos y ante situaciones de emergencia. Aplicaciones de generación termosolar para prolongar las horas de generación con fuentes solares, asimismo, tecnologías FACTS para optimizar el uso de la Red Nacional de Transmisión.

(los) Transportista(s) la ejecución de los proyectos contenidos en este Programa. De acuerdo con el artículo 14 del Reglamento de la LIE, la Secretaría de Energía determinará, dentro de los treinta días posteriores a la publicación del PRODESEN 2016-2030, el transportista, la formación de asociación o celebración de un contrato y los lineamientos generales de proceso competitivo para adjudicar una asociación o contrato.

Por lo anterior, después de la publicación de este Programa y dentro del plazo indicado por la LIE, la Secretaría de Energía determinará el uso de asociaciones o contratos para la ejecución de aquellos proyectos que se consideren inmediatos. Los proyectos no inmediatos recibirán una determinación provisional y serán retomados en futuras emisiones del PRODESEN.

## 5.5 Instrucción de Proyectos de Transmisión

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión contempla las principales obras de transmisión propuestas y programadas por el CENACE (ver Anexo, 5.5.1. al 5.5.3.).

De conformidad con el artículo 11 de la LIE, la Secretaría de Energía está facultada para instruir a el

## 5.6 Programa de Modernización

El Programa también contempla la modernización de 44 enlaces críticos con tensiones desde 115 kV hasta 400 kV, con una capacidad de transmisión total de 51,190 MW, y la modernización y cambio de equipo de apartarrayos, sistemas de tierras, hilo de guarda, cable conductor, entre otros (ver Tabla 5.6.1. y Anexo, Tablas 5.6.2 y 5.6.3.).

**TABLA 5.6.1. METAS FÍSICAS DE MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN<sup>1/</sup>**

Componentes	Unidad	Unidades <sup>1/</sup>					
		2016	2017	2018	2019	2020	Total
Apartarrayos para LT	Pieza	1,064.8	1,304.0	1,430.0	1,415.0	883.0	6,096.8
Sistemas de tierras	Torre	1,175.7	1,672.0	2,069.0	1,700.0	1,646.0	8,262.7
Ángulo de blindaje	Torre	621.5	765.0	689.0	598.0	655.0	3,328.5
Distancias dieléctricas	Torre	43.0	183.0	70.0	156.0	58.0	510.0
Hilo de guarda	km	368.5	1,035.0	832.0	434.0	534.0	3,203.5
Cable conductor	km	252.7	346.0	358.0	330.0	452.0	1,738.7
Protección catódica	Torre	35.0	351.0	356.0	481.0	366.0	1,589.0
Cimentaciones	Torre	596.9	719.0	784.0	690.0	740.0	3,529.9
Estructuras Intermedias/Rompetramos	Pieza	101.7	131.0	151.0	138.0	120.0	641.7
Aislamiento convencional/sintético	Torre	3,058.4	4,974.0	4,289.0	5,248.0	3,903.0	21,472.4
Sistema antiaves	Torre	1,501.0	1,432.0	1,389.0	1,528.0	1,172.0	7,022.0
Sistema antirrobo	Torre	98.0	530.0	697.0	604.0	456.0	2,385.0
Obra civil asociada (Deslaves, Obras de arte)	Torre	1,356.2	760.3	832.0	893.0	490.0	4,331.5
Hilo de guarda (CABLE OPGW)	km	318.0	138.0	0.0	270.0	270.0	996.0
Herrajes	Pieza	3.0	981.0	698.0	670.0	320.0	2,672.0

<sup>1/</sup> Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad.



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

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) considera un crecimiento ordenado y armónico de las RGD, es resultado de los estudios del sistema en estado estable, de optimización, de confiabilidad del suministro de energía y de ingeniería de distribución; realizados para satisfacer la demanda incremental. Lo anterior, en cumplimiento con los criterios de confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica, y bajo un esquema de la penetración gradual de la Generación Distribuida con base en fuentes de energía renovables.

El ejercicio de planeación del Programa, debido a la dinámica observada en la ejecución de la inversión para las redes de distribución, se lleva a cabo para los próximos cinco años, lo que permite una mayor certidumbre en las variables<sup>103</sup>, tales como: evolución de la demanda, aleatoriedad en la generación a partir de fuentes de energía renovables, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros.

El objetivo general de la ampliación y modernización de las RGD es abastecer de energía eléctrica a todos y cada uno de los usuarios finales, con calidad y a precios competitivos, buscando mayor eficiencia del servicio eléctrico con estándares de seguridad y calidad. En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución contempla una serie de objetivos particulares, líneas de acción y proyectos que se llevarán a cabo en el periodo 2016-2020<sup>104</sup>:

<sup>103</sup> Una característica de los estudios de planeación en las RGD, es que a medida que se analizan situaciones futuras, más alejadas del tiempo presente, la incertidumbre en las variables es mayor.

<sup>104</sup> De conformidad con las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

## Objetivo 1. Atender la oferta y demanda existentes de distribución de energía eléctrica

<b>Línea de Acción 1</b>	<b>Expandir la cobertura</b>
<b>Proyectos</b>	Formalizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos irregulares.
	Instalar acometidas y adquirir nuevos medidores.
	Interconectar la Isla de Holbox al SEN.
<b>Línea de Acción 2</b>	<b>Modernizar la RGD</b>
<b>Proyectos</b>	Reforzar las acciones encaminadas a la reducción de pérdidas de energía.
	Asegurar la confiabilidad de las RGD.
	Modernizar los sistemas de medición, facturación y cobranza.
<b>Línea de Acción 3</b>	<b>Reducir pérdidas de energía eléctrica en Distribución</b>
<b>Proyectos</b>	Instalar medidores inteligentes (AMI) y sustituir equipos obsoletos.
	Fortalecer acciones para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución.

## Objetivo 2. Extender el servicio de distribución

<b>Línea de Acción 1</b>	<b>Fomentar la Generación Distribuida</b>
<b>Proyectos</b>	Estudiar la viabilidad para instalar Granjas Solares Urbanas
	Impulsar la electrificación rural.

## Objetivo 3. Incorporar Sistemas de Vanguardia Tecnológica

<b>Línea de Acción 1</b>	<b>Implementar sistemas con tecnología de punta que contribuyan al desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI)</b>
<b>Proyectos</b>	Integrar Redes Eléctricas Inteligentes.
	Integrar Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).
	Instalar Equipo para Control Supervisorio SCADA.
	Instalar Equipo de protección y seccionamiento (EPROSEC).

## **6.1. Atender la oferta y demanda existentes de distribución de energía eléctrica**

### **Expandir la cobertura**

La expansión de los sistemas de distribución se realiza mediante la evaluación y en su caso, realización de inversiones óptimas para hacer frente al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y mantener la operación de los sistemas con criterios de rentabilidad, confiabilidad y seguridad.

### **Proyecto 1. Formalizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos irregulares**

Una de las estrategias para la reducción de pérdidas de energía eléctrica consiste en regularizar la conexión a la red existente de los usuarios que consumen energía eléctrica de manera irregular.

Para este fin, se considera la ampliación de la red de distribución en las colonias y asentamientos que carecen de infraestructura eléctrica, pero disponen del servicio eléctrico al conectarse de forma informal a instalaciones cercanas del distribuidor.

Mediante el ejercicio de recursos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, se agilizará la ejecución de este proyecto, y a su vez, se dará cumplimiento a lo establecido en la LIE y las disposiciones aplicables, en los términos de la obligación de servicio público y universal. En este sentido, se formalizará el suministro para un total de 462 mil clientes al 2020 (ver Tabla 6.1.1.).

### **Proyecto 2. Instalar acometidas y adquirir nuevos medidores**

El alcance del proyecto es instalar 8.4 millones de acometidas y 2.1 millones de medidores al cierre de 2020. El proyecto considera las necesidades de inversión para la adquisición e instalación de acometidas<sup>105</sup> y medidores, para satisfacer el crecimiento anual de los usuarios (ver Tabla 6.1.2.).

---

<sup>105</sup> La acometida son los conductores eléctricos que conectan la red de distribución del suministrador, al punto de recepción del suministro en la instalación del inmueble a servir.

### **Proyecto 3. Interconexión de la Isla de Holbox al SEN**

Actualmente, la isla de Holbox se abastece de energía eléctrica con cuatro unidades de central eléctrica de combustión interna a diésel en 440 V, con una capacidad instalada de 3.2 MW y una planta móvil adicional de 1.8 MW; adicionalmente cuenta con dos circuitos de distribución, 1,422 servicios en baja tensión y 23 servicios en media tensión.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica que abastece a la isla son aproximadamente 31.5 millones de pesos al año, lo cual justifica la construcción de un circuito en 34.5 kV aéreo de la Subestación (SE) Popolnah hasta la población de Chiquilá, con 58.9 kilómetros (km) y continuar mediante un circuito submarino de 10.5 km hasta la SE Holbox, el cual alimentará la red de distribución de Holbox. El proyecto representa una inversión estimada de 221 millones de pesos.

### **Modernizar las RGD**

La modernización de las redes de distribución está orientada a operar, mantener e incrementar la vida útil de la infraestructura eléctrica que ha llegado a cierto grado de obsolescencia técnica, por lo cual se prevé invertir con la finalidad de integrar equipos y sistemas que permitan incrementar la confiabilidad de la red y reducir las pérdidas de energía eléctrica. En el periodo 2010-2015, la inversión ejercida para la modernización de las RGD fue de 37,533 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.1.3.).

### **Proyecto 1. Reforzar las acciones encaminadas a la reducción de pérdidas de energía**

En el periodo 2016–2020, se llevará a cabo la construcción de redes de media tensión, la recalibración de conductores de redes de media tensión, compensación reactiva y el cambio de tensión en circuitos de distribución en las 16 Divisiones de Distribución, para la reducción de pérdidas técnicas. Asimismo, se tiene contemplada la instalación de 1.8 millones de medidores tipo AMI para la reducción de pérdidas no técnicas (ver Tablas 6.1.4. y 6.1.5.).

### **Proyecto 2. Asegurar la confiabilidad de las RGD**

El proyecto contempla optimizar el funcionamiento de los componentes de las redes de distribución, obras de mejoramiento en la capacidad de transformadores y los cambios de acometidas, para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo

condiciones de continuidad, suficiencia y seguridad de despacho (ver Tabla 6.1.6.).

**Proyecto 3. Modernizar los sistemas de medición, facturación y cobranza**

Con este proyecto se busca acceder a la toma de lectura remota para asegurar una facturación correcta del suministro, a la desconexión y conexión remota,

sobre todo para aquellos usuarios de difícil acceso o medidores concentrados, al monitoreo en línea para detectar robos de energía y fraudes, y al monitoreo de tensión y registro de los tiempos de interrupción en el domicilio de cada uno de los usuarios (ver Tabla 6.1.7.).

**TABLA 6.1.1. METAS FÍSICAS 2016-2020**

Años	Clientes a Regularizar	Energía Recuperada (GWh)	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2016	117,409	141	13,167	2,515	94,327	686
2017	97,534	127	12,192	2,329	87,341	635
2018	85,526	121	10,691	2,043	76,588	557
2019	81,556	111	10,195	1,948	73,033	531
2020	80,335	105	10,042	1,919	71,939	523
<b>Total</b>	<b>462,360</b>	<b>605</b>	<b>56,287</b>	<b>10,754</b>	<b>403,228</b>	<b>2,932</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.2. ALCANCES DEL PROYECTO INSTALACIÓN DE ACOMETIDAS Y ADQUISICIÓN DE NUEVOS MEDIDORES 2016-2020**

Año	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Clientes a beneficiar</b>					
Medidores por Incremento de usuarios	1,148,692	1,171,666	1,195,099	1,219,001	1,243,381
Medidores por mantenimiento a usuarios	782,530	798,181	814,145	830,428	847,037
<b>Meta</b>					
Total de medidores	1,931,222	1,969,847	2,009,244	2,049,429	2,090,418
Incremento de usuarios	1,148 692	1,171,666	1,195,099	1,219,001	1,243,381
Cable para acometida necesario (metros)	34,460,760	35,149,980	35,852,970	36,570,030	37,301,430
<b>Meta</b>					
Total de acometidas de más de 30 años	<b>6,514,307</b>	<b>6,964,307</b>	<b>7,427,807</b>	<b>7,905,212</b>	<b>8,396,939</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.4. ACCIONES PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL PERIODO 2016-2020**

División	Construcción de redes de MT (km)	Recalibración de redes de MT (km)	Compensación Reactiva (kvar)	Cambio de tensión (Circuitos)
Baja California	319	427	12,600	2
Noroeste	441	591	27,600	1
Norte	644	863	30,600	
Golfo Norte	726	972	30,305	
Golfo Centro	535	716	30,453	
Bajío	754	1,009	5,700	
Jalisco	468	627	300	2
Centro Occidente	439	588	2,400	
Centro Sur	967	1,295	600	3
Centro Oriente	1,327	1,776	4,200	
Oriente	771	1,031	25,350	
Sureste	392	525	3,300	5
Peninsular	287	384	18,906	3
Valle de México Norte	127	170	6,000	
Valle de México Centro	275	368		
Valle de México Sur	180	241	600	
<b>Total</b>	<b>8,652</b>	<b>11,583</b>	<b>198,914</b>	<b>16</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.5. EQUIPOS DE MEDICIÓN TIPO AMI PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS 2016-2020**

Divisiones de Distribución	Medidores					Total
	2016	2017	2018	2019	2020	
Baja California	30,799	30,799	33,879	37,267	40,993	173,737
Noroeste	32,839	32,839	36,123	39,736	43,709	185,246
Norte	16,117	16,117	17,729	19,502	21,452	90,917
Golfo Norte	30,256	30,256	33,281	36,609	40,270	170,672
Centro Occidente	15,125	15,125	16,638	18,301	20,131	85,320
Centro Sur	9,026	9,026	9,928	10,921	12,013	50,914
Oriente	9,940	9,940	10,934	12,027	13,230	56,071
Sureste	9,595	9,595	10,555	11,610	12,771	54,126
Bajío	19,146	19,146	21,060	23,166	25,483	108,001
Golfo Centro	11,299	11,299	12,429	13,672	15,039	63,738
Centro Oriente	13,198	13,198	14,518	15,969	17,566	74,449
Peninsular	15,566	15,566	17,123	18,835	20,718	87,808
Jalisco	8,458	8,458	9,304	10,234	11,257	47,711
Valle de México Norte	9,120	9,120	10,032	11,035	12,139	51,446
Valle de México Centro	83,138	83,138	91,452	100,597	110,657	468,982
Valle de México Sur	8,657	8,657	9,523	10,475	11,522	48,834
<b>Medidores por año</b>	<b>322,279</b>	<b>322,279</b>	<b>354,508</b>	<b>389,956</b>	<b>428,950</b>	<b>1,817,972</b>
<b>Inversión (millones de pesos)</b>	<b>1,078</b>	<b>1,078</b>	<b>1,186</b>	<b>1,305</b>	<b>1,435</b>	<b>6,082</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.6. ACCIONES PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD DE LA RED 2016-2020**

Componentes	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Kilómetros de Línea	14,389	19,864	24,794	18,303	15,035	92,386
Capacidad de Transformadores (kVA)	64,550	42,935	42,533	50,683	37,127	237,827
Compensación (kvar)	92,553	41,850	37,203	32,103	32,408	236,117
Equipo para el Control Supervisorio de Distribución (SCADA)	1,694	766	585	378	426	3,849
Equipo Automatizado (EPROSEC)	230	309	152	80	119	890
	3,169	1,060	986	1,061	594	6,870
Mejoras Globales	2,122	1,820	1,740	1,750	1,858	9,290

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.7. PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LA MEDICIÓN, FACTURACIÓN Y COBRANZA 2016-2020**

Años		2016	2017	2018	2019	2020	Total
<b>Mediciones modernizadas (Millones)</b>		0.92	0.35	2.36	4.11	1.68	9.42
<b>Balance Económico</b>	Inversión (millones de pesos)	1 045	399	2 674	4 651	1 901	10 670
	Beneficio anual (millones de pesos)	155	90	605	1 053	430	2 333
	Tasa interna de Retorno (%)	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12
<b>Reducción de pérdidas (GWh)</b>	No Técnicas	115	58	386	672	274	1 505
	Técnicas	4	2	11	20	8	45
	Total anual	119	60	397	692	282	1 550
	Total Acumulada	119	179	576	1 268	1 550	-
<b>Impacto en el indicador</b>	Anual	0.03%	0.02%	0.14%	0.25%	0.10%	-
	Acumulada	0.03%	0.05%	0.19%	0.44%	0.54%	-

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

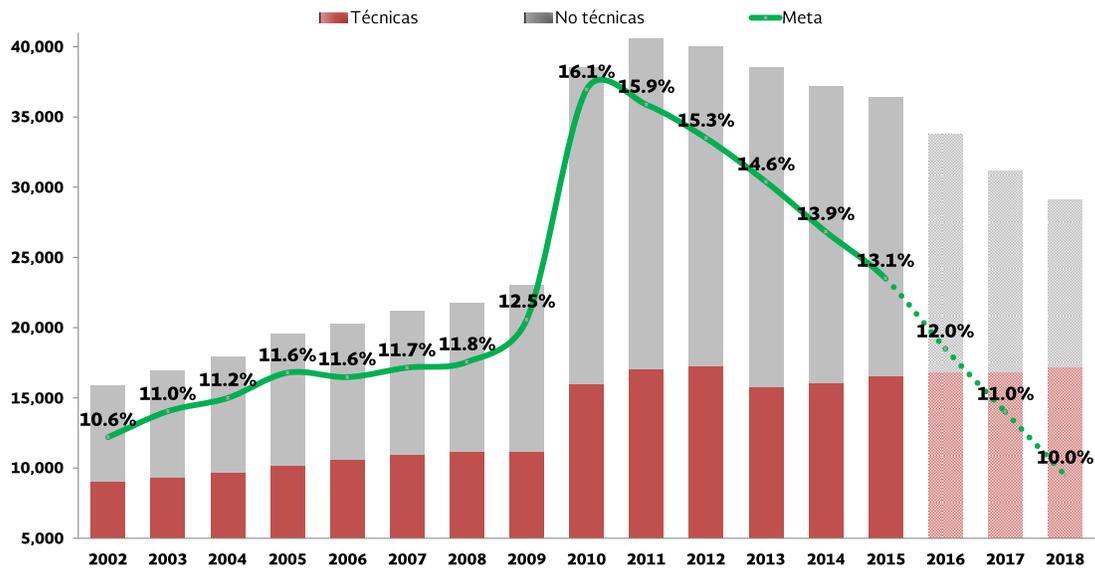
### Reducir Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución

De 2011 a 2015, las pérdidas de energía eléctrica han disminuido a una tasa media anual de 2.7%, gracias a las inversiones en proyectos de modernización de las RGD y estrategias para disminuir los consumos irregulares de energía eléctrica (ver Gráfico 6.1.1.).

En 2015, las pérdidas técnicas fueron de 16,509 GWh, lo que equivale al 6.0% del total de la energía

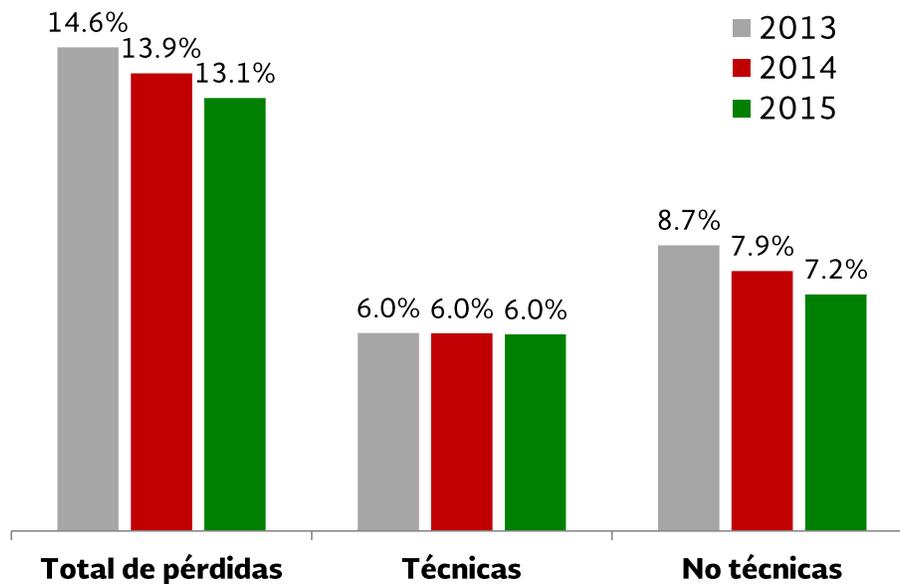
recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 14.7 mil millones de pesos, estimación con base en el costo interno de transferencia. En ese mismo año, las pérdidas no técnicas fueron de 19,865 GWh, que representa el 7.2% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas no técnicas asciende a 27.5 mil millones de pesos, estimación con base en el precio medio de venta (ver Gráfico 6.1.2. y Tabla 6.1.8.).

**GRÁFICO 6.1.1. EVOLUCIÓN Y META DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2002-2018**  
 (Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**GRÁFICO 6.1.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA 2013-2015**  
 (Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.8. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2002-2015**  
(Gigawatt-hora)

Año	13 Divisiones de Distribución del interior del país				Divisiones de Distribución del Valle de México <sup>1/</sup>				Nacional, 16 Divisiones de Distribución			
	Recibida	Entregada	Pérdidas	(%)	Recibida	Entregada	Pérdidas	(%)	Recibida	Entregada	Pérdidas	(%)
2002	149,455	133,611	15,844	10.6%	39,555	29,623	9,932	25.1%	188,751	162,976	25,775	13.7%
2003	153,981	137,030	16,951	11.0%	40,546	29,645	10,901	26.9%	194,320	166,468	27,852	14.3%
2004	159,858	141,917	17,941	11.2%	41,794	30,330	11,464	27.4%	201,407	172,002	29,405	14.6%
2005	168,304	148,750	19,554	11.6%	43,140	30,578	12,562	29.1%	211,214	179,098	32,116	15.2%
2006	175,057	154,839	20,218	11.6%	45,207	30,903	14,304	31.6%	220,038	185,516	34,523	15.7%
2007	181,303	160,094	21,209	11.7%	45,745	31,181	14,564	31.8%	226,878	191,105	35,773	15.8%
2008	184,872	163,076	21,796	11.8%	46,186	31,651	14,535	31.5%	230,914	194,584	36,331	15.7%
2009	185,016	161,968	23,047	12.5%	45,355	31,373	13,982	30.8%	230,204	193,175	37,029	16.1%
2010	193,067	169,308	23,759	12.3%	46,723	31,919	14,804	31.7%	239,572	201,009	38,563	16.1%
2011	207,834	182,225	25,609	12.3%	48,464	33,475	14,989	30.9%	255,978	215,380	40,598	15.9%
2012	212,846	186,876	25,971	12.2%	48,875	34,798	14,077	28.8%	261,272	221,224	40,048	15.3%
2013	215,027	189,162	25,865	12.0%	48,670	36,034	12,637	26.0%	262,996	224,494	38,501	14.6%
2014	220,940	195,958	24,982	11.3%	48,352	36,148	12,204	25.2%	268,526	256,262	37,186	13.9%
2015	229,233	204,269	24,963	10.9%	48,949	37,539	11,410	23.3%	277,362	240,989	36,374	13.1%

<sup>1/</sup> Incluye las tres Divisiones de Distribución del Valle de México y las zonas Tula, Tulancingo, Pachuca y Cuernavaca. Existe diferencia aritmética debido a la transferencia de energía entre Divisiones.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

### Metodología para la estimación de pérdidas de distribución

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

Una vez que se identifican los tipos de las pérdidas en técnicas y no técnicas<sup>106</sup>, se establecen los mecanismos de control y evaluación necesarios para mejorar la planificación, diseño y operación de las RGD. Lo anterior, permite identificar las áreas de

<sup>106</sup> Las pérdidas técnicas se originan 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 por fallas de medición, errores de facturación y uso irregular. Su valor se determina por la diferencia entre las pérdidas registradas en el balance de energía y las pérdidas técnicas.

oportunidad para la inversión en acciones específicas de reducción de pérdidas.

### Proyecto 1. Instalar medidores inteligentes (AMI) y sustituir equipos obsoletos

El proyecto se realizará mediante inversión financiada<sup>107</sup>. Con la instalación de medidores inteligentes y la sustitución de equipos obsoletos se contribuirá a recuperar el importe de la energía eléctrica consumida indebidamente y optimizar la operación del sistema eléctrico por 652 GWh (ver Tabla 6.1.9.).

**TABLA 6.1.9. METAS FÍSICAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (INVERSIÓN FINANCIADA)**

Medidores	Transformadores de distribución	Líneas de Media y Baja Tensión
	kVA	km-C
2,413,416	661,339	4,067

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

<sup>107</sup> Es una fuente de recursos a la que se puede recurrir para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

Durante 2017 y 2018 se pretende instalar 843,433 medidores inteligentes AMI (Advanced Metering Infrastructure), para automatizar el proceso de facturación de la energía eléctrica (ver Tabla 6.1.10.).

**TABLA 6.1.10. METAS FÍSICAS PROPUESTAS EN EL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2017 – 2018**

Concepto	Unidad	Cantidad
Capacidad de transformación	MVA	456
Transformadores de distribución	Pieza	12,160
Líneas de media tensión 23 y 13.8 kV	km-C	1,605
Medidores	Pieza	843,433
Recuperación en energía	GWh	652

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

### Proyecto 2. Fortalecer acciones para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución

Las acciones para el abatimiento y control de las pérdidas técnicas, son las siguientes:

- Construir nuevas redes troncales de distribución.
- Instalar equipos de compensación de reactivos (fijos y controlados).
- Reordenar la red de media tensión.
- Recalibrar los conductores de circuitos.
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución.
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes.

Las acciones para disminuir el nivel de pérdidas no técnicas son:

- Implementar nuevas tecnologías de medición con prioridad en la reubicación de la medición en el poste tipo AMI.
- Reforzar los programas de verificación de los medidores en suministros de media tensión.
- Sustituir los medidores electromecánicos por electrónicos.
- Detectar anomalías en el proceso de medición y facturación de los servicios en

media tensión en el mismo mes de facturación.

- Detectar y atender anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar.
- Reordenar el proceso de comercialización de la energía eléctrica, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos, así como la verificación y control de servicios, principalmente en las Divisiones del Valle de México.
- Modernizar y reubicar los medidores al límite de propiedad de los suministros susceptibles a usos informales por intervención de acometida o medidor en el Valle de México.
- Ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida; mediante ajustes a la facturación.
- Regularizar los servicios de energía eléctrica en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a la comunidad con el apoyo del área de vinculación social.

En complemento a las acciones de mejora de procesos mencionadas, se elaboran estudios para identificar los proyectos que permitan alcanzar la meta establecida para un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8% a partir de 2024. Dichos proyectos se podrán implementar a partir de 2018, en función de su viabilidad técnica y económica.

### Proyectos Prioritarios de la RGD

Existen tres proyectos prioritarios de la RGD localizados en la Zona Centro Sur y el estado de Jalisco que buscan realizar una conversión de red aérea a subterránea, con la finalidad de reducir las pérdidas técnicas.

Adicionalmente, hay 10 proyectos localizados en las divisiones Valle de México Norte y Valle de México Centro, que se enfocan en reducir las pérdidas no técnicas, mediante la sustitución de medidores normales por tecnología AMI (ver Anexo, Tabla 6.1.11.).

## 6.2. Extender el servicio de distribución

### Fomentar la Generación Distribuida

Los proyectos de Generación Distribuida<sup>108</sup> promueven el uso sustentable de las energías renovables y respalda el suministro de energía eléctrica en zonas donde este esquema de generación aporta mayores beneficios a los usuarios. Es importante contar con el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD, simplificar los procedimientos y trámites para la interconexión de los proyectos de Generación Distribuida, y promover el desarrollo de cadenas de valor y la formación de los recursos humanos que se requieran, para impulsar su desarrollo.

#### Proyecto 1. Estudiar la viabilidad para instalar Granjas Solares Urbanas

Una Granja Solar Urbana (GSU) es una fuente colectiva de generación eléctrica solar fotovoltaica interconectada a la red, compartida por una comunidad residencial o comercial que permite a los usuarios beneficiarse al disminuir el consumo de energía que demandan de la red.

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

#### Proyecto 2. Impulsar la electrificación rural

Al cierre de 2015, el país alcanzó una cobertura eléctrica del 98.5% de la población, lo cual representa 122.3 millones de habitantes que cuentan con el servicio de energía eléctrica.

El sector rural forma parte de la estadística que carece del suministro de electricidad. En este sentido, se requiere identificar las localidades con necesidades de electrificación rurales. Para ello, se realiza un análisis multidimensional con las siguientes variantes:

- Aspectos técnicos

<sup>108</sup> La Generación Distribuida es la energía eléctrica generada por medio de pequeñas centrales eléctricas, principalmente a partir de fuentes de energía renovable, interconectadas a un circuito de distribución que contiene una alta concentración de centros de carga.

- Conectividad
- Legalidad
- Seguridad civil
- Sustentabilidad
- Cohesión social
- Costos de instalación y mantenimiento

En las propuestas técnicas de electrificación en localidades aisladas se considera la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, tales como: la radiación solar, el viento, el agua, la energía oceánica en sus distintas formas y los bioenergéticos, entre otras.

Finalmente, la aplicación de este proyecto busca:

- Disminuir la brecha entre el grado de cobertura en las zonas rurales y las zonas urbanas mediante programas de electrificación rural.
- Promover el uso de fuentes renovables y económicas para abastecer de energía eléctrica a hogares remotos de la red eléctrica.
- Ejecutar obras de electrificación que mejoren las condiciones de la población rural que aún no cuenta con el suministro de energía eléctrica.

Las acciones de electrificación, antes mencionadas, fomentan el desarrollo local, la integración de las comunidades y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población.

## 6.3. Incorporar sistemas de vanguardia tecnológica

### Implementación gradual de sistemas para la Red Eléctrica Inteligente

De conformidad con el artículo 13 del Reglamento de la LIE en materia de red eléctrica inteligente, deben considerarse aspectos de gradualidad en su implementación y el impacto en las tarifas a los usuarios finales.

Las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) se consideran como un modelo óptimo para el suministro de energía, aplicado en la generación, transmisión, distribución, comercialización y utilización de electricidad, al mejorar la eficiencia, confiabilidad, disponibilidad y seguridad del suministro y uso de la energía eléctrica.

### **Proyecto 1. Integrar Redes Eléctricas Inteligentes**

Las REI conforman un conjunto de tecnologías avanzadas de información y comunicaciones que deberán integrarse en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, de forma gradual en las 16 Divisiones de Distribución.

Las REI deberán apoyar la modernización las RGD, con la finalidad de:

- Incorporar mayor capacidad y la energía asociada, de fuentes de energías renovables en diferentes nodos eléctricos y entre regiones del sistema.
- Incrementar la flexibilidad operativa del sistema y contribuir con la reducción de emisiones contaminantes.
- Incluir elementos que reduzcan el costo de provisión del suministro eléctrico.
- Elevar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN.
- Mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica y el servicio a los usuarios finales.
- Mantener y mejorar el desempeño del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Promover el involucramiento de los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de los elementos y sistemas de Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC) que forman parte del SEN.

Para 2016, el proyecto para el desarrollo de las REI considera lo siguiente:

- Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la RNT y de las RGD.

- Optimización dinámica de la operación y sus recursos de la RNT y de las RGD.
- Desarrollo e integración de proyectos de GD, incluidos los de generación a partir de energías renovables.
- Desarrollo e incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética.
- Despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI.
- Integración de equipos y aparatos inteligentes a la RNT y a las RGD.
- Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la RNT y a las RGD, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas redes.
- Información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos.
- Desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda pico.
- Identificación y uso de la capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos.
- Promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos, que les permita satisfacer la demanda en horas pico.
- Identificación y reducción de barreras para la adopción de REI.
- Investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

Es importante mencionar que, tanto los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado, como los Integrantes de la Industria Eléctrica

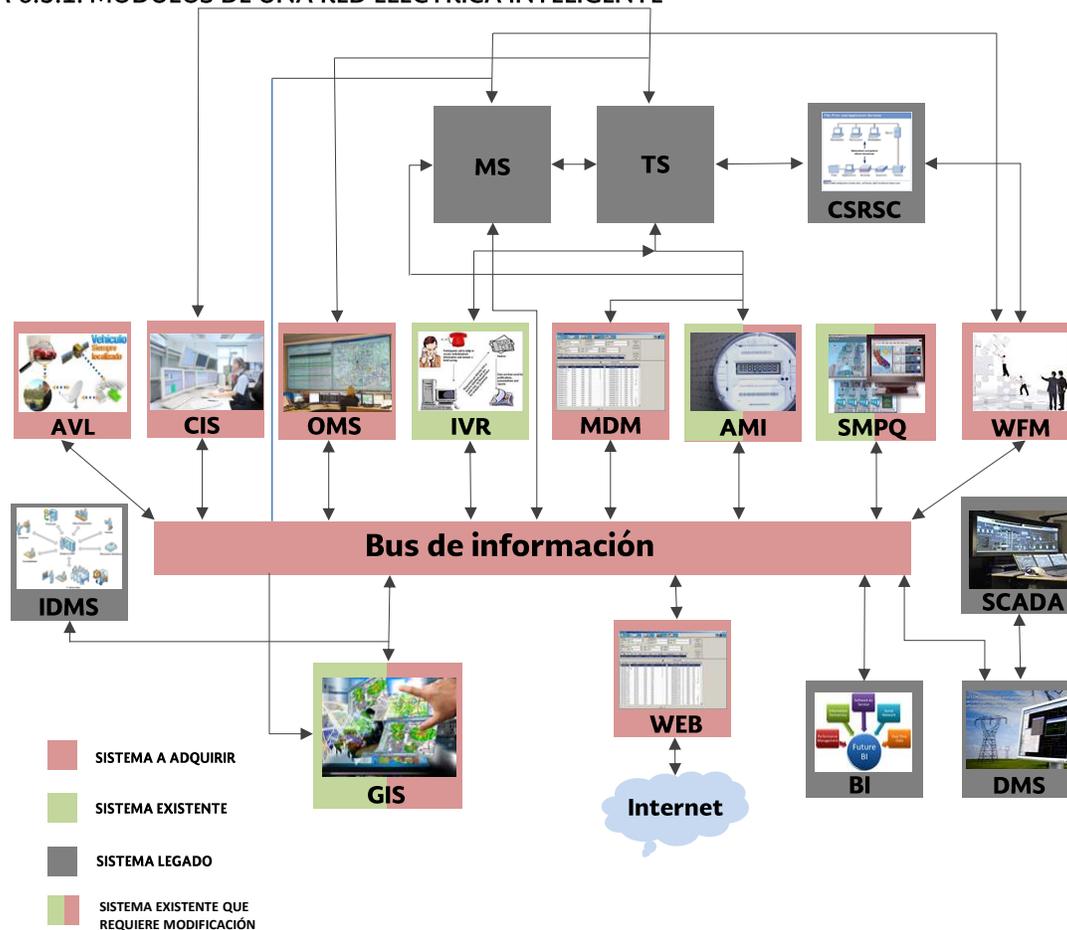
responsables de los elementos y sistemas de TIC que forman parte del SEN, deben integrar los elementos de REI, de conformidad con los siguientes criterios generales, contenidos en el Código de Red:

- Telemetría en tiempo real para el control de la RNT, las RGD y los Participantes del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión.
- Integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan TIC bajo un marco que promueva e impulse la Interoperabilidad de éstos, a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa del SEN.

- Administración de la Seguridad de la Información que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas a dicha seguridad, derivada del aumento en el uso de TIC, así como disminuir el impacto de eventos adversos de dicha naturaleza, que potencialmente podrían afectar la operación confiable del SEN.

El proyecto de REI prevé la integración de TICs en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran (ver Figura 6.3.1. y Tabla 6.3.1.).

**FIGURA 6.3.1. MÓDULOS DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE**



Abreviaturas: AMI: Advanced Metering Infrastructure; 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.

**TABLA 6.3.1. SISTEMAS PARA IMPLEMENTAR LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

Concepto	Módulos de las Redes Inteligentes	Descripción
Operaciones de la Red	OMS (Sistema para la Administración de Interrupciones)	Sistema que 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.
	AMI (Infraestructura Avanzada de la Medición)	Sistema que utiliza comunicación de dos vías para recabar información relacionada con el consumo de energía eléctrica del Usuario Final y de esta manera, entregar información útil para éste.
	DMS (Sistema para la Administración en Distribución)	Sistema de tecnologías de la información, capaz de integrar, organizar, desplegar y analizar en tiempo real, o cercano a tiempo real, los datos de los sistemas de distribución, con el fin de ofrecer un amplio rango de beneficios operativos. Pueden también integrar sistemas tradicionales como el GIS, OMS, SCADA y CIS para crear un sistema capaz de realizar el tratamiento de un problema de distribución mediante procesos automatizados.
	SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)	Sistema de adquisición de datos para la supervisión y control de una parte o de todo el Sistema Eléctrico.
Gestión de Activos y Trabajo	WFM (Administración de la Fuerza de Trabajo)	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.
	AVL (Localización Automática de Vehículos)	Aplicación que permite identificar la ubicación y el tipo de vehículos de supervisión, operación y/o mantenimiento, sobre la base geográfica del GIS, con la finalidad de llevar un registro de ubicación de dichos vehículos, para el despacho de las cuadrillas.
Tecnología	GIS (Sistema de Información Geográfica) adecuación de datos	Sistema que ya está en operación en CFE, se considera parte central y fundamental de todas las aplicaciones de las 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.
	BI (Inteligencia de Negocios)	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	Herramienta con la que se da servicio tanto a usuarios de CFE como a cualquiera que lo solicite, permite consultar información referente a las aplicaciones que se procesan en el sistema de REI. Este servidor fomenta la transparencia de la información, gestiona las solicitudes de información, así como los trámites al interior de las empresas eléctricas.
	Bus de datos	Medio de comunicación entre los servidores de REI y es el estándar internacional sobre el que deben estar diseñados los equipos.
Consumidor	MDM (Administración de Datos de la Medición)	Sistema que tiene tres funciones principales: 1) analizar los valores de medición actuales, contra consumos anteriores para identificar discrepancias o datos fuera de lo común, 2) la facturación y 3) la emisión de reportes. Su interconexión principal es con el AMI.
	CIS (Sistema de Información al Cliente)	Sistema que administra información en tiempo real e histórica, relacionada con la atención al cliente; está conectado al sistema de facturación MDM, al de medición AMI, a los sistemas GIS y SCADA, así como al sistema de administración de la fuerza de trabajo de las cuadrillas.
	Adecuación y desarrollo del IVR (Respuesta de Voz Interactiva)	Sistema que identifica al cliente y de manera automática, le permite realizar reportes por falta de suministro de energía eléctrica, hacer aclaraciones de facturación y de consumo. Opera en conjunto con el Sistema de Información al Cliente (CIS), consulta información en la base de datos del GIS e interactúa con el resto de los sistemas REI.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

## Proyecto 2. Integrar Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

Actualmente se llevan a cabo inversiones bajo el esquema de OPF<sup>109</sup>, para instalación de medidores tipo AMI que incluye adquirir, instalar y poner en servicio medidores y redes de comunicaciones para su monitoreo, por un monto de 26.9 mil millones de pesos, equivalente a 2.6 millones de unidades para 2016-2018, en los estados de México, Chihuahua, Coahuila, Durango, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas, Hidalgo, Tabasco, Morelos, Sinaloa, Veracruz, Chiapas, Tabasco, Quintana Roo, Campeche y en la Ciudad de México (ver Tabla 6.3.2.).

**TABLA 6.3.2. INVERSIÓN DE PROYECTOS AMI MEDIANTE OPF-PIDIREGAS**

Descripción	2016	2017	2018
	Millones de Pesos		
Inversión Financiada PIDIREGAS	12,838	10,645	3,421
Medidores AMI	Piezas		
	1,616,758	613,278	339,260

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

En cuanto a proyectos con recursos presupuestales se tiene programado invertir en la adquisición y puesta en servicio de medidores tipo AMI y un sistema informático de gestión en sustitución de medidores obsoletos por 6.1 mil millones de pesos y 1.8 millones de unidades para el periodo 2016-2020 (ver Tabla 6.3.3.).

**TABLA 6.3.3. INVERSIÓN DE PROYECTOS AMI MEDIANTE RECURSOS PRESUPUESTALES**

Año	Inversión Presupuestal (millones de pesos)	Medidores AMI (piezas)
2016	1,078	322,279
2017	1,078	322,279
2018	1,186	354,508
2019	1,305	389,956
2020	1,435	428,950
<b>Total</b>	<b>6,082</b>	<b>1,817,972</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

## Proyecto 3. Instalar Equipo para Control Supervisorio (SCADA)

En este proyecto, se contempla la instalación de 3,849 equipos para control supervisorio SCADA al

final del periodo 2016-2020, los cuales permitirán contar con una red flexible y automatizada para dar cumplimiento a los parámetros de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del suministro que se presta (ver Tabla 6.3.4).

**TABLA 6.3.4. INVERSIÓN Y META FÍSICA PARA CONTROL SUPERVISORIO SCADA**

Año	Inversión Presupuestal (millones de pesos)	Equipo Automatizado (piezas)
2016	563	1,694
2017	241	766
2018	259	585
2019	176	378
2020	166	426
<b>Total</b>	<b>1,405</b>	<b>3,849</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

## Proyecto 4. Instalar Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC)

El objetivo de este programa es establecer la medición y el registro para determinar la eficacia operativa en el restablecimiento del suministro de energía eléctrica y el tiempo de interrupción por usuario por circuito. La inversión para este proyecto asciende a 2.1 mil millones de pesos y 6,870 equipos para 2016-2020 (ver Tabla 6.3.5.).

**TABLA 6.3.5. INVERSIÓN Y META FÍSICA EPROSEC 2016-2020**

Año	Inversión Presupuestal (millones de pesos)	Equipo Automatizado (piezas)
2016	1,100	3,169
2017	248	1,060
2018	235	986
2019	298	1,061
2020	246	594
<b>Total</b>	<b>2,127</b>	<b>6,870</b>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

<sup>109</sup> Obra Pública Financiada con Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS).



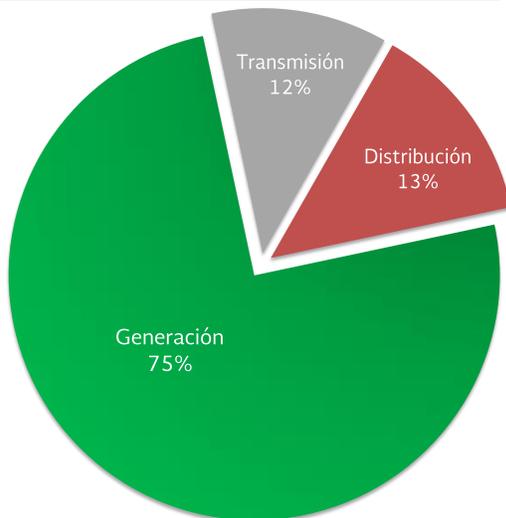
# RESUMEN DE INVERSIONES 2016-2030

La inversión esperada para la ejecución de los proyectos de infraestructura eléctrica considerados en el presente Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, es de 2.2 billones de pesos en los próximos 15 años; el 75% corresponde a generación, 13% a proyectos de distribución y 12% a la realización de obras y proyectos de infraestructura asociados a la red de transmisión eléctrica (ver Gráfico 7.1.1., Anexo, Tabla 7.1.1.).

## GRÁFICO 7.1.1. INVERSIÓN ESTIMADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO, POR ACTIVIDAD 2016-2030

(millones de pesos / porcentaje)

Generación	Transmisión	Distribución
1,683,587	260,401	301,322



Fuente: Elaborado por SENER.

### 7.1. Generación

En los siguientes 15 años se estima un monto de inversión en generación eléctrica de 1,684 mil millones de pesos, de los cuales, en los próximos 5 años, se ejercerá alrededor de 789 mil millones de pesos en la instalación de nuevas centrales de generación en todo el país.

Dentro de la gama de proyectos que integran el PIIRCE 2016-2030, es significativa la inversión en generación

limpia con el 79% del monto total previsto, el 21% restante corresponde a proyectos de tecnologías convencionales.

Los proyectos eólicos y solares, representan el 23% y 20%, respectivamente; por otro lado, 19% de la inversión total estimada se ejercerá en ciclos combinados (ver Anexo, Tabla 7.1.2.).

De acuerdo al esquema bajo el cual se lleve a cabo cada proyecto de generación eléctrica, el 22.7% de la inversión esperada corresponde a proyectos que están a cargo de CFE y de los PIE's; los proyectos de centrales eléctricas con permisos de generación al amparo de la LSPEE participan con el 35.6% de la inversión total, el 4.3% se ejercerá en proyectos con permiso de Generación al amparo de la LIE, y el 37.3% del monto total corresponde a nuevos proyectos que se encuentran en proceso de trámite para su interconexión y permiso de generación, o son proyectos genéricos (ver Anexo, Tabla 7.1.3.).

Se estima que alrededor del 56% de la inversión en generación eléctrica se concentrará en las regiones de control Oriental y Noreste (ver Anexo, Tabla 7.1.4.). En particular, el 52.6% de la inversión se concentra en los estados de Oaxaca, Veracruz, Sonora, Coahuila y Chihuahua (ver Anexo Tabla 7.1.5.).

### 7.2. Transmisión

La inversión esperada para la actividad de transmisión durante el periodo 2016-2030 es de 260 mil millones de pesos, de la cual el 71% corresponde a proyectos y obras de ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación, y el 29% a la modernización de la RNT.

El 47% de la inversión en proyectos y obras de ampliación se destinará a obras de mediano y largo plazo; el 33% se ejercerá en obras PRODESEN<sup>110</sup>, el 19% será Obra Pública Financiada<sup>111</sup>, y el 1% restante son Obras de Recurso Propio (privadas o de CFE) (ver Anexo, Tabla 7.2.1.).

La inversión en ampliación de la RNT se distribuye de la siguiente manera: 54% se destinará al desarrollo de proyectos y obras de líneas de transmisión, 42% a obras de transformación y 4% a obras de compensación (ver Anexo, Tabla 7.2.2.).

### 7.3. Distribución

Los proyectos de distribución que integran el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución, asociados con las metas físicas para la ampliación, modernización y equipamiento operativo de las RGD, contemplan una inversión de 301 mil millones de pesos para los próximos 15 años<sup>112</sup>.

El 82% de la inversión en distribución se destinará a obras de ampliación y modernización, equivalente a 248 mil millones de pesos. La inversión restante será Obra Pública Financiada (16%) y de equipamiento operativo (2%) (ver Anexo, Tabla 7.3.1.).

---

<sup>110</sup> Las obras PRODESEN son los proyectos y obras que surgen a partir de la planeación que emite el CENACE.

<sup>111</sup> Esquema de financiamiento anterior a la Reforma Energética. Son proyectos de obra pública construidos por un tercero y entregados a CFE a partir de su puesta en servicio para que ésta los financie en el marco de los PIDIREGAS bajo el esquema de "Inversión Directa".

---

<sup>112</sup> Incluye Obra Pública Financiada.

## ANEXO

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

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
<b>Plan Nacional de Desarrollo (PND)</b>  <b>2013 – 2018<sup>1/</sup></b>  <b>México Próspero</b>	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.
<b>Programa Sectorial de Energía (PROSENER)</b>  <b>2013 – 2018<sup>2/</sup></b>	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.
		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	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
<b>Programa Nacional de Infraestructura (PNI)</b>  <b>2014 – 2018<sup>37</sup></b>	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.
<b>Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE)</b>  <b>2014 – 2018<sup>44</sup></b>	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	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
<b>Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (PEAER)</b>  <b>2013 – 2027<sup>1/</sup></b>	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

<sup>1/</sup> Consulta en: <http://pnd.gob.mx/wp-content/uploads/2013/05/PND.pdf>

<sup>2/</sup> Consulta en: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/213/PROSENER.pdf>

<sup>3/</sup> Consulta en: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5342547&fecha=29/04/2014](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342547&fecha=29/04/2014)

<sup>4/</sup> Consultar en: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224/PRONASEpendt.pdf>

<sup>5/</sup> Consultar en: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/249/PEAER-2014.pdf>

Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 1.3.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2005-2015**

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

Año	PIB				Participación <sup>1/</sup> (%)	
	Nacional	Actividad Industrial	Industria Eléctrica		Nacional	Actividad Industrial
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	13,288	4,554	252		1.9	5.5
2013	13,466	4,529	253		1.9	5.6
2014	13,769	4,645	277		2.0	6.0
2015	14,120	4,689	288		2.0	6.1
<b>TMCA <sup>2/</sup> (2005-2015)</b>	<b>2.4</b>	<b>1.2</b>	<b>5.3</b>	<b>Participación Porcentual (2005-2015)</b>	<b>1.8</b>	<b>5.3</b>

<sup>1/</sup> Participación del PIB de la industria eléctrica en el PIB Nacional y de la Actividad Industrial. <sup>2/</sup> Tasa de Crecimiento Medio Anual. Fuente: Elaborado por SENER con datos del BIE, INEGI 2015.

**TABLA 1.3.2. 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 <sup>1/</sup> )
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. <sup>1/</sup> 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 1.3.3. GASTO CORRIENTE TRIMESTRAL EN ELECTRICIDAD SEGÚN DECILES DE HOGARES DE ACUERDO CON SU INGRESO CORRIENTE TOTAL TRIMESTRAL**  
(Pesos M.N.)

Decil	Gasto trimestral en electricidad por hogar	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
<b>Total</b>	<b>557.6</b>	<b>1.5</b>

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 1.3.4. MÉXICO EN EL ÍNDICE DE COMPETITIVIDAD GLOBAL Y EN EL REPORTE DE DOING BUSINESS**

Periodo	Índice de Competitividad Global	Calidad del Suministro de Energía Eléctrica <sup>1/</sup>		Obtención de Electricidad <sup>2/</sup>
	Posición	Posición	Calificación	Posición
2006-2007	52	77	3.9	-
2007-2008	52	82	4.1	-
2008-2009	60	87	4.0	-
2009-2010	60	88	3.9	-
2010-2011	66	91	3.9	-
2011-2012	58	83	4.3	-
2012-2013	53	79	4.6	-
2013-2014	55	81	4.7	-
2014-2015	61	80	4.6	76
2015-2016	57	73	4.7	72

<sup>1/</sup> Índice de Competitividad Global (WEF) 2015-2016, Foro Económico Global, 150 economías. <sup>2/</sup> Reporte Doing Business 2016, Banco Mundial, 189 economías. Fuente: Índice de Competitividad Global, Foro Económico Mundial, varios años. Reporte Doing Business, Banco Mundial, varios años.

**TABLA 1.3.5. COMPETITIVIDAD GLOBAL EN MATERIA DE ELECTRICIDAD**

País	Posición Global en Cuanto a Competitividad <sup>1/</sup>	Calidad del Suministro de Energía Eléctrica <sup>1/</sup>		Obtención de Electricidad <sup>2/</sup>
	Posición Global	Posición	Calificación <sup>3/</sup>	Posición
Suiza	1	1	6.8	5
Singapur	2	3	6.7	6
Estados Unidos de América	3	16	6.4	44
Alemania	4	20	6.4	3
Holanda	5	8	6.6	43
Japón	6	21	6.4	14
Hong Kong	7	2	6.8	9
Finlandia	8	6	6.7	16
Suecia	9	15	6.5	7
Reino Unido	10	9	6.6	15
Canadá	13	13	6.5	105
Francia	22	14	6.5	20
China	28	53	5.3	92
España	33	24	6.2	74
Chile	35	46	5.5	51
Italia	43	34	5.9	59
India	55	98	3.7	70
<b>México</b>	<b>57</b>	<b>73</b>	<b>4.7</b>	<b>72</b>
Colombia	61	59	5.0	69
Brasil	75	96	3.8	22
Grecia	81	57	5.2	47
Argentina	106	83	3.9	85

<sup>1/</sup> Índice de Competitividad Global (WEF) 2015-2016, Foro Económico Global, 150 economías. <sup>2/</sup> Reporte Doing Business 2016, Banco Mundial, 189 economías. <sup>3/</sup> Rango de calificación del 1 -7. Fuente: Índice de Competitividad Global, Foro Económico Mundial, varios años. Reporte Doing Business, Banco Mundial, varios años.

**TABLA 1.4.1. MARCO REGULATORIO DE LA REFORMA ENERGÉTICA**

Fecha	Regulación	Definición	Link
<b>Reforma Constitucional en Materia Energética</b>			
20 de diciembre de 2013	DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.	Reforma los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y que en materia del sector eléctrico señalan que, es exclusivo de la Nación la planeación y el control del SEN y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes. Asimismo, se establece a la Comisión Reguladora de Energía como el organismo regulador del SEN.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&amp;fecha=20/12/2013">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&amp;fecha=20/12/2013</a>
<b>Leyes Secundarias</b>			
11 de agosto de 2014	Ley de la Industria Eléctrica	Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme al nuevo modelo del sector eléctrico nacional. Asimismo, con la finalidad de promover el desarrollo sustentable de la industria, establece las obligaciones para los integrantes de la industria eléctrica, en materia de servicio público y universal, Energías Limpias, reducción de emisiones contaminantes, transparencia, acceso abierto, entre otros.	<a href="http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf">http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf</a>
	Ley de la Comisión Federal de Electricidad	Se define el fin y el objeto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como Empresa Productiva del Estado, regula su organización y funcionamiento, y establece su régimen especial para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Lo anterior, conforme a lo dispuesto en la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la SENER.	<a href="http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf">http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf</a>
	Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética	Regula la organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía, además establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector Energético para fomentar la colaboración entre los reguladores del sector, la Secretaría de Energía, el Centro Nacional de Control del Gas Natural y el Centro Nacional de Control de Energía, para ejecutar, emitir recomendaciones y analizar los aspectos de la política energética establecida por la SENER.	<a href="http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf">http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf</a>
<b>Reglamentos de Ley</b>			
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica	Establece las disposiciones que regulan la planeación y control operativo del SEN, así como las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la industria eléctrica; procura el cumplimiento de las obligaciones de Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y de servicio universal que propicien la operación continua, eficiente y segura de la Industria Eléctrica.	<a href="http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf">http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf</a>
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO Interior de la Secretaría de Energía	Establece las atribuciones que le confiere la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y demás legislación aplicable, a la Secretaría de Energía y cada una de sus unidades administrativas.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&amp;fecha=31/10/2014">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&amp;fecha=31/10/2014</a>
28 de noviembre de 2014	REGLAMENTO Interno de la Comisión Reguladora de Energía	Establece la estructura y regula la organización y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5372668&amp;fecha=28/11/2014">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5372668&amp;fecha=28/11/2014</a>
<b>Estatutos, Decretos y Términos</b>			
31 de marzo de 2014	Reformas al ESTATUTO de la Comisión Federal de	Establece las modificaciones de la estructura del Órgano Interno de Control y las facultades del	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5338841&amp;fecha=3">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5338841&amp;fecha=3</a>

Fecha	Regulación	Definición	Link
	Electricidad	Abogado General de la CFE.	1/03/2014
28 de agosto de 2014	DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía	Establece la creación del CENACE como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, además de proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.	<a href="http://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Decretos/Decreto%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20CENACE%20DOF%2014%2008%2028.pdf">http://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Decretos/Decreto%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20CENACE%20DOF%2014%2008%2028.pdf</a>
9 de marzo de 2015	ESTATUTO Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía <sup>1</sup>	Establece la organización y funcionamiento de sus unidades administrativas, y la distribución de las facultades y atribuciones encomendadas al CENACE.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5384722&amp;fecha=09/03/2015">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5384722&amp;fecha=09/03/2015</a>
13 de abril de 2015	ESTATUTO del Centro Nacional de Control del Gas Natural	Establece las bases que regirán la estructura, organización, funcionamiento y atribuciones de sus unidades administrativas, así como las funciones, organización y funcionamiento del CENAGAS.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388597&amp;fecha=13/04/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388597&amp;fecha=13/04/2015</a>
11 de enero de 2016	TÉRMINOS para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad	Establece los términos de la estricta separación legal que deberá observar la CFE para realizar actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios; y que su participación en los mercados sea de manera independiente a través de las unidades en las que se separe, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&amp;fecha=11/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&amp;fecha=11/01/2016</a>
<b>Instrumentos normativos para la industria eléctrica</b>			
<b>Tarifas</b>			
7 de septiembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de transmisión de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	<a href="http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx">http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx</a>
31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de distribución de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	<a href="http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx">http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx</a>
31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Energía para el año 2016	Presenta las tarifas aplicables en el año 2016 por el servicio público de operación del CENACE.	<a href="http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx">http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx</a>
<b>Bases del Mercado y Manuales</b>			
8 de septiembre de 2015	Bases del Mercado Eléctrico	Definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	Cuarta Sección <a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&amp;fecha=08/09/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&amp;fecha=08/09/2015</a> Quinta Sección <a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle">http://dof.gob.mx/nota_detalle</a> .

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Fecha	Regulación	Definición	Link
			php?codigo=5407717&fecha=08/09/2015
19 de noviembre de 2015	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo	Describe y establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Largo Plazo a que se refiere el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica, y la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&amp;fecha=19/11/2015">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&amp;fecha=19/11/2015</a>
15 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos	Presenta los procesos involucrados en la emisión de estados de cuenta diarios, facturación y procesos de pago y cobro que derivan de la compra-venta de energía eléctrica y otros productos asociados que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista; asimismo, aborda de manera general, el procedimiento de solución de controversias relacionadas a los procesos que se deriven del Manual y las medidas que se siguen para casos de emergencia.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429859&amp;fecha=15/03/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429859&amp;fecha=15/03/2016</a>
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Garantías de Cumplimiento	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo y ejemplos a seguir para que el CENACE pueda administrar adecuadamente el riesgo de que los Participantes del Mercado incumplan con las obligaciones de pago que asuman frente a éste, respecto a su participación y a las transacciones que realicen en el MEM.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430146&amp;fecha=16/03/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430146&amp;fecha=16/03/2016</a>
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Solución de Controversias	Establece las disposiciones, reglas y procedimientos para la solución de las controversias que surjan entre los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430145&amp;fecha=16/03/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430145&amp;fecha=16/03/2016</a>
13 de mayo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Contratos de Interconexión Legados	Establece los procedimientos, reglas, instrucciones y directrices para que el Generador de Intermediación pueda representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a las Centrales Eléctricas y a los centros de carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5437141&amp;fecha=13/05/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5437141&amp;fecha=13/05/2016</a>
<b>Modelos de contrato, convenios y avisos para interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)</b>			
31 de diciembre de 2015	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista	Da a conocer el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421973&amp;fecha=31/12/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421973&amp;fecha=31/12/2015</a>
25 de enero de 2016	ACUERDO por el que se emiten los modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado	Presenta los modelos de contrato y/o convenios, según corresponda, entre los Participantes del MEM y el CENACE.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423400&amp;fecha=25/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423400&amp;fecha=25/01/2016</a>
28 de enero de 2016	RESOLUCIÓN que Autoriza el inicio de las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor	Autoriza al CENACE iniciar operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, se actualiza el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo y se establecen las disposiciones transitorias para su funcionamiento.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423787&amp;fecha=28/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423787&amp;fecha=28/01/2016</a>
11 de febrero de 2016	ACTUALIZACIÓN del	Presenta la calendarización de recepción de ofertas	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle">http://dof.gob.mx/nota_detalle</a>

Fecha	Regulación	Definición	Link
	calendario relativo al mercado de energía de corto plazo para el Sistema Interconectado de Baja California Sur.	de compra-venta, inicio de operación, envío de estados de cuenta y declaratoria de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Interconectado de Baja California Sur.	php?codigo=5425279&fecha=11/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 10 de Febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Baja California	Aviso dirigido a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426430&amp;fecha=22/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426430&amp;fecha=22/02/2016</a>
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 12 de febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Nacional	Aviso dirigido a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426431&amp;fecha=22/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426431&amp;fecha=22/02/2016</a>
29 de marzo de 2016	Acuerdos de creación de empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad de Generación, Transmisión, Distribución y Suministro de Servicios Básicos	Acuerdos unitarios en los que se establece la creación de nueve empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, que contarán con personalidad jurídica y patrimonio propio, identificadas bajo las siguientes denominaciones: CFE Generación I, CFE Generación II, CFE Generación III, CFE Generación IV, CFE Generación V, CFE Generación VI, CFE Transmisión, CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos.	<a href="http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2016&amp;month=03&amp;day=29">http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2016&amp;month=03&amp;day=29</a>
12 de abril de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista	Aviso a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 6 de abril fue notificada mediante oficio la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema de Baja California Sur, la cual tiene validez retroactiva al primer día de operación, día 23 de marzo de 2016.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432692&amp;fecha=12/04/2016">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432692&amp;fecha=12/04/2016</a>
<b>Criterios para interconexión, inspección y verificación de la industria eléctrica</b>			
2 de junio de 2015	CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga	Establecen los tipos de estudios que podrá solicitar el representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, a fin de que el CENACE defina las características específicas de la infraestructura y requerimientos necesarios para llevar a cabo la Interconexión o Conexión a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o Redes Generales de Distribución (RGD) de nuevas centrales eléctricas y nuevas centros de carga.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5394833&amp;fecha=02/06/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5394833&amp;fecha=02/06/2015</a>
17 de julio de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza y expide los modelos de contrato provisional de interconexión, así como los convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes	Presenta los Modelos de Contrato provisional de interconexión y de Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes, para ser utilizados por los permisionarios que hayan celebrado Contratos Legados, cuyo plazo concluya una vez vigente la Ley de la Industria Eléctrica, pero con anterioridad a la entrada en operación del MEM y la autorización y expedición de los modelos de contratos y convenios al amparo de la referida Ley.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5400987&amp;fecha=17/07/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5400987&amp;fecha=17/07/2015</a>
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones	Establecen las bases normativas para autorizar Unidades de Inspección que certificarán el cumplimiento de especificaciones técnicas, las características específicas de la infraestructura	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423106&amp;fecha=20/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423106&amp;fecha=20/01/2016</a>

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Fecha	Regulación	Definición	Link
	administrativas de carácter general que establecen las bases normativas para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el procedimiento aplicable a inspecciones y las condiciones de operación de las unidades de inspección.	requerida y otros estándares determinados por el CENACE para la interconexión de centrales de generación de energía eléctrica y conexión de centros de carga a la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución, respectivamente.	
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de materia eléctrica	Presenta las disposiciones generales en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423107&amp;fecha=20/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423107&amp;fecha=20/01/2016</a>
3 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de Industria Eléctrica	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424297&amp;fecha=03/02/2016">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424297&amp;fecha=03/02/2016</a>
4 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Conexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424370&amp;fecha=04/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424370&amp;fecha=04/02/2016</a>
8 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente	Anexa y reproduce el modelo de Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no Indebidamente Discriminatorio para la Importación de Energía Eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424692&amp;fecha=08/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424692&amp;fecha=08/02/2016</a>

Fecha	Regulación	Definición	Link
	al Sistema Eléctrico Nacional, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica		
10 de febrero de 2016	ANEXO a la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicadas el 20 de enero de 2016	Contiene las características y procedimiento que se implementarán en las verificaciones e inspecciones que realice la CRE, aplicables a las obras e instalaciones destinadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425008&amp;fecha=10/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425008&amp;fecha=10/02/2016</a>
16 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica	Comprende las reglas de acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de transmisión y distribución de energía eléctrica, los convenios y contratos entre el CENACE, los Transportistas y Distribuidores, los Participantes del Mercado y otros Usuarios, así como la definición de los criterios que los Transportistas y Distribuidores deben cumplir respecto a los valores mínimos de los indicadores de calidad y continuidad.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&amp;fecha=16/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&amp;fecha=16/02/2016</a>
8 de abril de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.	Presenta los requerimientos técnicos mínimos, determinados por la CRE, que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como establecer las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica, y de esta manera, permitir el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada con los requerimientos técnicos-operativos, con eficiencia y economía.	Tercera Sección <a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&amp;fecha=08/04/2016">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&amp;fecha=08/04/2016</a> Cuarta Sección <a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&amp;fecha=08/04/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&amp;fecha=08/04/2016</a>
<b>Permisos y registros para Participantes del Mercado</b>			
24 de diciembre de 2014	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para la importación de energía eléctrica de una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al sistema eléctrico nacional, conforme al transitorio décimo, párrafo tercero, de la Ley de la Industria Eléctrica	Establece las disposiciones administrativas de carácter general que reglamentan la importación de energía eléctrica mediante una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al SEN, sujeta a la autorización por la CRE para satisfacer las necesidades de centros de carga en territorio nacional e interconectados a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución de uno o varios Usuarios Finales, previo a la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista de conformidad con lo señalado por el artículo Décimo Transitorio de la LIE.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5377267&amp;fecha=24/12/2014">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5377267&amp;fecha=24/12/2014</a>
8 de abril de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica a la CRE, que se emiten en cumplimiento de los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica, 21 y 22 de su Reglamento.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&amp;fecha=08/04/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&amp;fecha=08/04/2015</a>

Fecha	Regulación	Definición	Link
	objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica		
24 de septiembre de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto y el formato de solicitud de permisos de suministro calificado y de suministro de último recurso.	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos para las solicitudes de permiso de suministro calificado y de suministro de último recurso ante la CRE, con fundamento en los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica y 21 y 22 de su Reglamento.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409327&amp;fecha=24/09/2015">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409327&amp;fecha=24/09/2015</a>
2 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de Usuarios Calificados?	Tienen por objeto crear y reglamentar la operación del Registro de Usuarios Calificados de la CRE y definir los términos para la inscripción, el formato de solicitud, la recepción y remisión de solicitudes, escritos y comunicaciones correspondientes a los procedimientos y actuaciones relacionadas a las actividades de un Usuario Calificado.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424091&amp;fecha=02/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424091&amp;fecha=02/02/2016</a>
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de comercializadores no suministradores	Tienen por objeto instituir y reglamentar la operación del Registro de Comercializadores no Suministradores de la CRE, por medios electrónicos y definir los términos para la inscripción, el formato de solicitud, la recepción y remisión de solicitudes, escritos y comunicaciones correspondientes a los procedimientos y actuaciones relacionadas a las actividades de un Comercializador no Suministrador.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424774&amp;fecha=09/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424774&amp;fecha=09/02/2016</a>
<b>Suministro, Potencia y Demanda Agregada</b>			
14 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la Ley de la Industria Eléctrica	Establece la función que determina el requisito de adquisición de potencia, medido en MW, de las Entidades Responsables de Carga, con la finalidad de garantizar la instalación de capacidad de generación suficiente para que las Entidades Responsables de Carga cuenten con recursos suficientes de potencia para abastecer a los activos que representan dentro del MEM.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&amp;fecha=14/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&amp;fecha=14/01/2016</a>
26 de enero de 2016	ACUERDO de carácter general por el que se determina el concepto de demanda y los requisitos para la agregación de Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados	Establece los niveles de demanda y otros requisitos que deben cumplir aquellos que soliciten ser incluidos en el registro de Usuarios Calificados.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423490&amp;fecha=26/01/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423490&amp;fecha=26/01/2016</a>
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones	Presenta las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de Usuarios Calificados y Generadores Exentos a los Suministradores de	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424773&amp;fecha=09/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424773&amp;fecha=09/02/2016</a>

Fecha	Regulación	Definición	Link
	administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de usuarios calificados y generadores exentos a los suministradores de último recurso, cuando se requiera en términos de la Ley de la Industria Eléctrica	Último Recurso.	
17 de febrero de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional del Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica	Presenta los protocolos correctivo y preventivo para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia, sin que se requiera la realización de las subastas para la adquisición de potencia para asegurar la confiabilidad del SEN.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&amp;fecha=17/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&amp;fecha=17/02/2016</a>
18 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico	Establecen los derechos y obligaciones de los Suministradores y de los Usuarios Finales no Participantes del Mercado que cuenten con un Contrato de Suministro.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&amp;fecha=18/02/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&amp;fecha=18/02/2016</a>
4 de marzo de 2016	ANEXO por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicada el 18 de febrero de 2016	Establecen los estándares de calidad del servicio que los permisionarios en modalidad de Suministrador de Servicios Básicos deberán cumplir, registrar y reportar a la CRE.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5428724&amp;fecha=04/03/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5428724&amp;fecha=04/03/2016</a>
10 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.	Establece los requisitos de cobertura que deberán cumplir los Suministradores en relación con los centros de carga que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&amp;fecha=10/03/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&amp;fecha=10/03/2016</a>
<b>Diversificación y promoción de fuentes de Energías Limpias</b>			
1 de febrero de 2008	Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos	Tiene por objeto la promoción y desarrollo de los Bioenergéticos con el fin de coadyuvar a la diversificación energética y desarrollo sustentable como condiciones que garanticen el apoyo al	<a href="http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPDB.pdf">http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPDB.pdf</a>

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Fecha	Regulación	Definición	Link
		campo mexicano.	
6 de junio de 2012	Ley General de Cambio Climático <sup>27</sup>	Es reglamentaria de las disposiciones de la Constitución Política de México en materia de protección al ambiente, desarrollo sustentable, preservación y restauración del equilibrio ecológico. Establece las disposiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático, y promueve la transición hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono.	<a href="http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgcc/LGCC_orig_06jun12.pdf">http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgcc/LGCC_orig_06jun12.pdf</a>
31 de octubre de 2014	LINEAMIENTOS que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición	Establecen las definiciones y criterios para el otorgamiento de CEL y para el establecimiento de los requisitos para su adquisición, para cumplir con el objetivo de lograr las metas de la política en materia de participación de las Energías Limpias en la generación de energía eléctrica, con el mínimo costo y con base en mecanismos de mercado.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&amp;fecha=31/10/2014">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&amp;fecha=31/10/2014</a>
19 de diciembre de 2014	Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios	Integra un conjunto de recomendaciones de política pública que permitan impulsar la transición hacia tecnologías y combustibles más limpios en el país, encaminadas al desarrollo de un mercado energético eficiente, una economía de bajo carbono y mejores condiciones de bienestar social.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5376676&amp;fecha=19/12/2014">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5376676&amp;fecha=19/12/2014</a>
13 de marzo de 2015	Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014 (ENTEASE)	Tiene el objetivo de impulsar las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y tecnologías limpias; está encaminada a promover la eficiencia, sustentabilidad energética y reducción de la dependencia del país de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.	<a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/estrategia-nacional-de-transicion-energetica-y-aprovechamiento-sustentable-de-la-energia">http://www.gob.mx/sener/documentos/estrategia-nacional-de-transicion-energetica-y-aprovechamiento-sustentable-de-la-energia</a>
18 de diciembre de 2015	Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019	Herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado.	<a href="http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/43397/Plan_Quinquenal_del_Sistema_de_Transporte_y_Almacenamiento_Nacional_Integrado_de_Gas_Natural_2015-2019.pdf">http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/43397/Plan_Quinquenal_del_Sistema_de_Transporte_y_Almacenamiento_Nacional_Integrado_de_Gas_Natural_2015-2019.pdf</a>
24 de diciembre de 2015	Ley de Transición Energética	Tiene la finalidad de regular el aprovechamiento sustentable de la energía así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&amp;fecha=24/12/2015">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&amp;fecha=24/12/2015</a>
31 de marzo de 2015	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5% correspondiente al periodo de obligación 2018.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&amp;fecha=31/03/2015">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&amp;fecha=31/03/2015</a>
31 de marzo de 2016	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019, establecido por la Secretaría de Energía	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5.8% correspondiente al periodo de obligación 2019.	<a href="http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&amp;fecha=31/03/2016">http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&amp;fecha=31/03/2016</a>
30 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias.	Tiene por objeto regular el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias y establecer el procedimiento administrativo mediante el cual se emitirán y otorgarán los Certificados de Energías Limpias por la Comisión Reguladora de Energía, y se llevará a cabo su Liquidación y Cancelación Voluntaria.	<a href="http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431464&amp;fecha=30/03/2016">http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431464&amp;fecha=30/03/2016</a>
11 de marzo de 2015	Estrategia Nacional de Energía 2014-2028 (ENE)	Presenta el impacto que tendrá el nuevo modelo energético del país en el desarrollo de la economía nacional. Así también describe el alcance, mecanismos y plazos para el ordenamiento de cada eslabón de la cadena de valor, así como las nuevas responsabilidades del sector eléctrico nacional, con el fin de contar con un panorama general del rumbo	<a href="https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/214/ENE.pdf">https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/214/ENE.pdf</a>

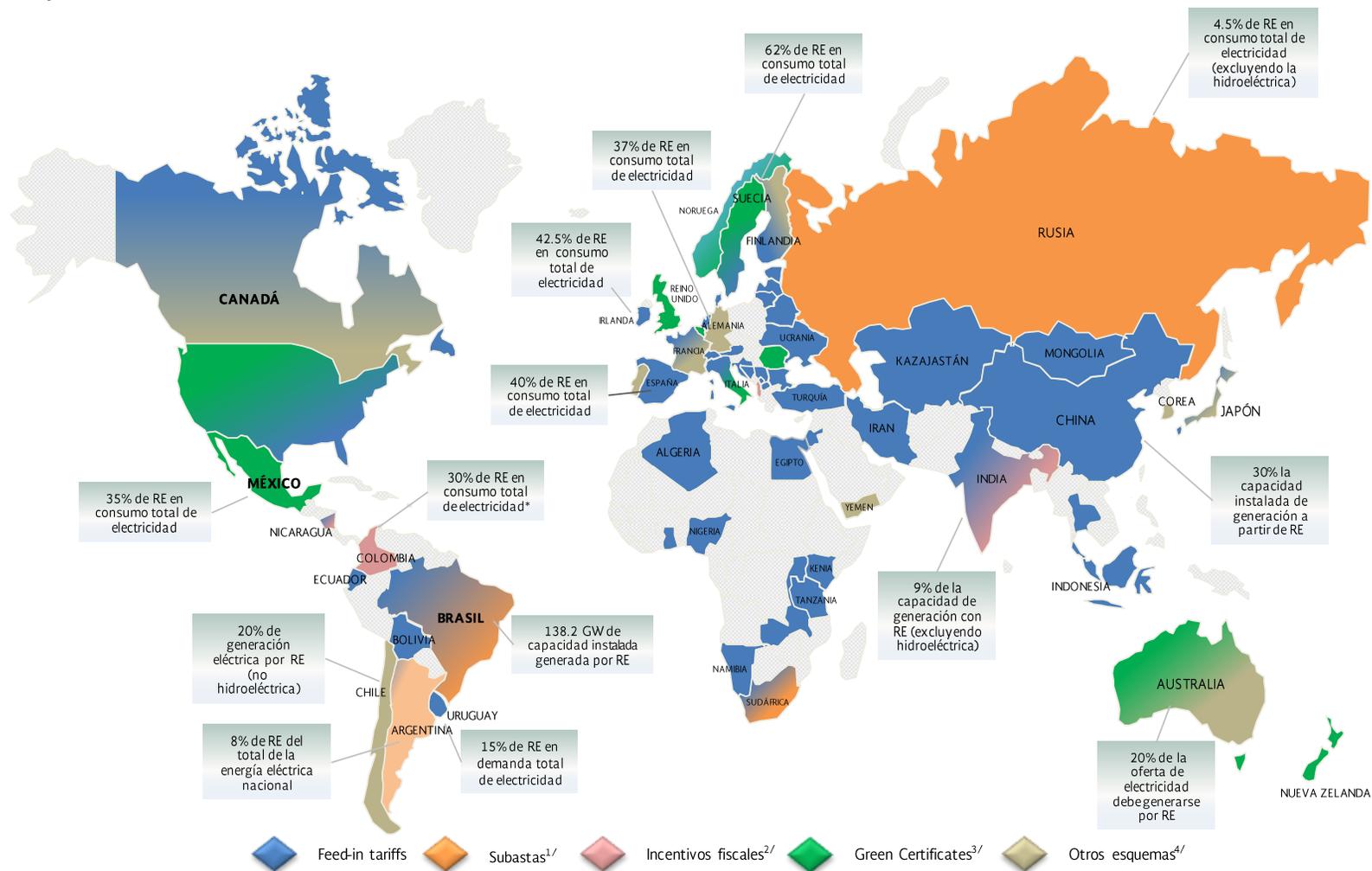
Fecha	Regulación	Definición	Link
		del sector energético resultante de la Reforma que permita lograr consensos entre los distintos sectores, actores y niveles de gobierno respecto a los objetivos que se tienen como país en materia energética y las políticas que será necesario llevar a cabo para alcanzarlos.	
Diciembre 2015	Prospectivas del Sector Energético 2015-2029	Proporciona información que refleja las necesidades futuras de electricidad del país para el periodo 2015-2029. Además, se enriquece con ejercicios de sensibilidad que responden al panorama cambiante de los energéticos, y brindar opciones para reducir la exposición al riesgo y lograr el menor impacto ambiental, todo ello con el propósito de servir una herramienta de análisis en la transición energética hacia un sector más sustentable.	<a href="http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf">http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf</a>

<sup>1/</sup> Última modificación, el 27 de enero de 2016 ([http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5423719&fecha=27/01/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423719&fecha=27/01/2016)).

<sup>2/</sup> Última modificación, el 14 de abril de 2016 ([http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5433083&fecha=14/04/2016](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5433083&fecha=14/04/2016)).

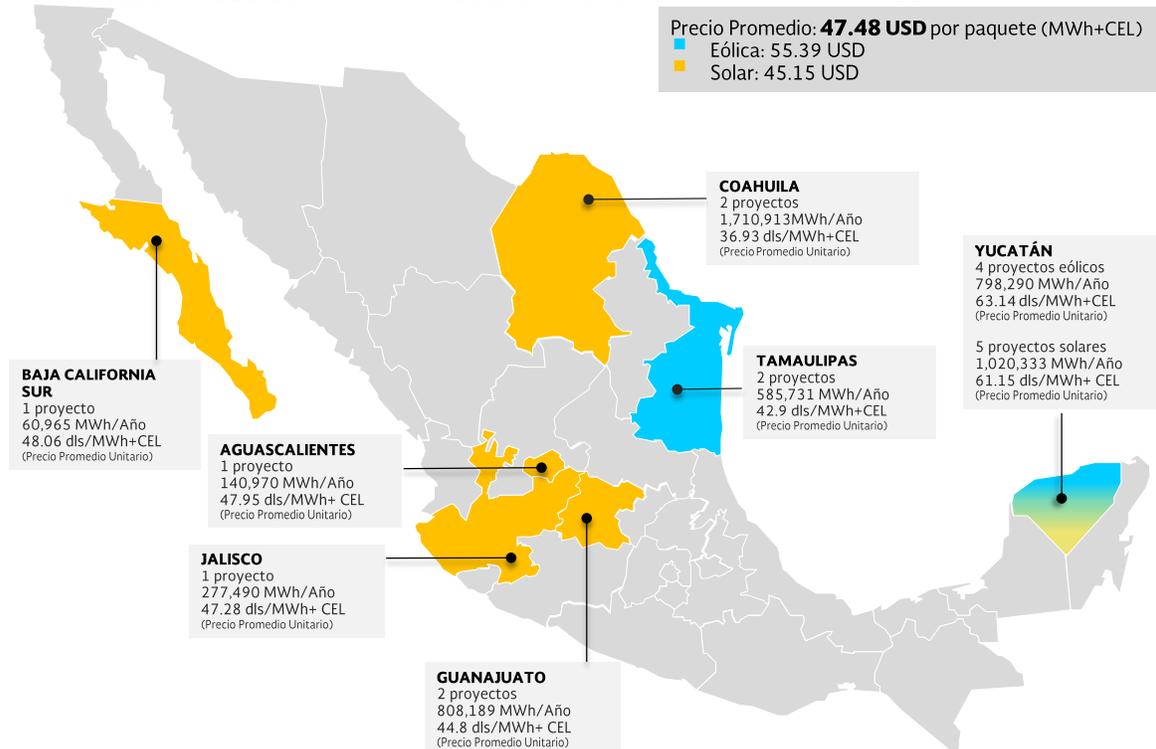
Fuente: Elaborado por SENER.

1.4.1. ESQUEMAS PARA ENERGÍAS LIMPIAS EN EL MUNDO



NOTA: Las metas establecidas para la implementación de energías renovables (RE, por sus siglas en inglés) deberán cumplirse en las siguientes fechas: Alemania (2020), Argentina (2016), Australia (2020), Brasil (2019), Chile (2025), China (2015), Colombia (2020), España (2020), India (2018), Irlanda (2020), México (2024), Rusia (2020), Suecia (2020), Uruguay (2015), Yemen (2025). \* La meta establecida en Colombia contempla fuentes de energía renovables no convencionales que se definen como aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en Colombia son utilizadas de manera marginal y no se comercializan o no son empleadas ampliamente. <sup>1/</sup> Incluye el "Tendering Scheme". <sup>2/</sup> Se consideran los subsidios, créditos públicos, reducción de impuestos, pagos a la producción, préstamos e inversión pública, entre otros. <sup>3/</sup> Incluye los esquemas de Renewable Portfolio Standard (RPS) y Green Certificates. <sup>4/</sup> Incluye impuestos al carbono, biofuels obligations, heat obligations y net metering, entre otros. Fuente: Elaborado por SENER con datos de IRENA, IEA, World Bank Group, REN21.

**MAPA 1.4.2. RESULTADOS DE LA PRIMERA SUBASTA DE LARGO PLAZO EN MÉXICO**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE, 2016.

**TABLA 2.1.3. CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA**  
(Megawatt)

Entidad	Capacidad 2014	Capacidad 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)	Participación <sup>2/</sup> (%)	Posición
AGS	7	8	13.6	0.01	32
BC	3,925	4,104	4.6	6.03	5
BCS	889	998	12.3	1.47	22
CAMP	1,249	1,249	0.0	1.84	20
CHIS	5,004	5,007	0.1	7.36	3
CHIH	2,786	2,786	0.0	4.09	9
COAH	3,294	3,492	6.0	5.13	6
COL	2,764	2,764	0.0	4.06	11
CDMX	369	370	0.3	0.54	27
DGO	1,698	1,758	3.5	2.58	17
MEX	1,432	1,445	0.9	2.12	19
GTO	1,352	1,970	45.7	2.89	15
GRO	4,623	4,623	0.0	6.79	4
HGO	2,585	2,585	0.0	3.80	13
JAL	646	646	0.0	0.95	26
MICH	894	927	3.7	1.36	23
MOR	23	24	4.6	0.04	31
NAY	2,477	2,529	2.1	3.72	14
NL	2,762	2,776	0.5	4.08	10
OAX	2,394	2,802	17.0	4.12	8
PUE	959	1,053	9.8	1.55	21
QRO	688	695	1.0	1.02	24
QR	334	334	0.0	0.49	28
SLP	2,614	2,854	9.2	4.19	7
SIN	1,773	1,770	-0.1	2.60	16
SON	2,475	2,710	9.5	3.98	12
TAB	657	657	0.0	0.97	25
TAMS	5,754	5,776	0.4	8.49	2
TLAX	89	89	0.0	0.13	29
VER	7,333	7,509	2.4	11.04	1
YUC	1,554	1,554	0.0	2.28	18
ZAC	50	50	0.0	0.07	30
FIRCO y GD <sup>3/</sup>	0.3	131	42,754.4	0.19	-
<b>Total<sup>4/</sup></b>	<b>65,452</b>	<b>68,044</b>	<b>3.96</b>	<b>100</b>	<b>-</b>

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Respecto a la capacidad de 2015. <sup>3/</sup> FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. <sup>4/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

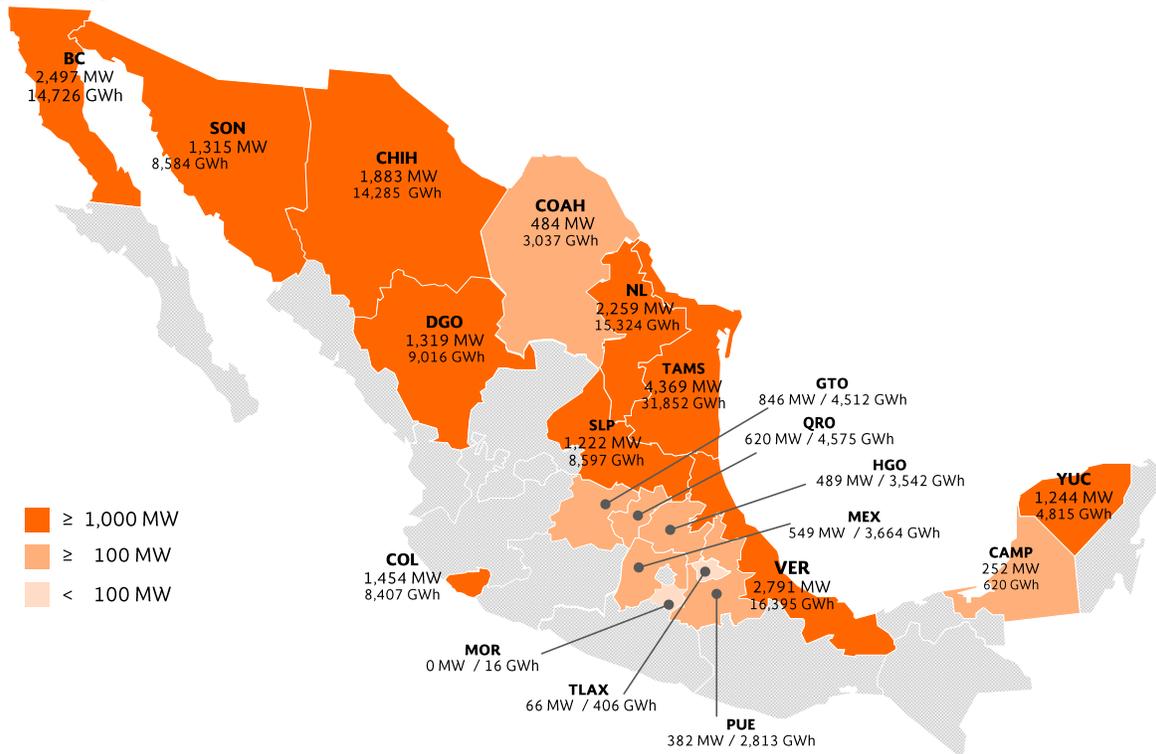
**TABLA 2.2.3. GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA**  
(Gigawatt-hora)

Entidad	Generación 2014	Generación 2015	TCA <sup>1/</sup> (%)	Participación <sup>2/</sup> (%)	Posición
AGS	15	15	-1.3	0.0	32
BC	19,485	19,901	2.1	6.4	5
BCS	2,522	2,685	6.4	0.9	25
CAMP	4,066	3,731	-8.2	1.2	23
CHIS	18,335	11,727	-36.0	3.8	12
CHIH	15,865	15,691	-1.1	5.1	7
COAH	20,427	20,505	0.4	6.6	3
COL	12,544	14,010	11.7	4.5	9
CDMX	589	865	46.7	0.3	27
DGO	9,496	9,844	3.7	3.2	13
MEX	6,463	7,250	12.2	2.3	15
GTO	7,700	6,998	-9.1	2.3	16
GRO	21,601	20,103	-6.9	6.5	4
HGO	12,083	12,307	1.9	4.0	11
JAL	1,158	1,335	15.3	0.4	26
MICH	4,584	4,459	-2.7	1.4	21
MOR	45	63	40.6	0.0	31
NAY	3,620	4,410	21.8	1.4	22
NL	14,608	16,652	14.0	5.4	6
OAX	7,731	9,345	20.9	3.0	14
PUE	5,312	4,814	-9.4	1.6	19
QRO	4,498	4,798	6.7	1.6	20
QR	69	144	107.8	0.0	30
SLP	13,024	15,207	16.8	4.9	8
SIN	5,545	5,687	2.6	1.8	18
SON	12,104	13,569	12.1	4.4	10
TAB	3,372	3,325	-1.4	1.1	24
TAMS	35,002	37,163	6.2	12.0	1
TLAX	445	438	-1.5	0.1	28
VER	32,690	36,474	11.6	11.8	2
YUC	6,350	5,725	-9.8	1.9	17
ZAC	114	155	35.3	0.0	29
FIRCO y GD <sup>3/</sup>	0.4	161	36,196.0	0.1	
<b>Total<sup>4/</sup></b>	<b>301,463</b>	<b>309,553</b>	<b>2.7</b>	<b>100</b>	

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Respecto a la capacidad de 2015. <sup>3/</sup> FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. <sup>4/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**MAPA 2.3.1. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2015**

(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**TABLA 2.3.1. CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO 2015**

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Altos Hornos de México, S. A. de C. V.	COAH	06-Noreste	AUT.	220	120	1,103
2	Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C.V.	GTO	03-Occidental	AUT.	131	131	498
3	Energía Chihuahua, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	50	16	80
4	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	220	220	442
5	Fuerza y Energía de Naco-Nogales, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	50	50	175
6	Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	VER	02-Oriental	AUT.	30	S/C	0
7	Iberdrola Energía La Laguna, S. A. de C. V.	DGO	05-Norte	AUT.	101	40	246
8	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	659	449	4,638
9	Iberdrola Energía Tamazunchale, S. A. de C. V.	SLP	06-Noreste	AUT.	80	80	0
10	Ingredion México, S. A. de C. V. (CP Ingredientes Arancia)	QRO	03-Occidental	AUT.	29	S/C	184
11	Magnelec, S. A. de C. V.	COAH	05-Norte	AUT.	16	0	50
12	México Generadora de Energía, S. de R. L.	SON	04-Noroeste	AUT.	530	500	2,632
13	Chihuahua II (El Encino)	CHIH	05-Norte	CFE	619	619	4,489
14	Dos Bocas	VER	02-Oriental	CFE	452	452	1,001
15	El Sáuz	QRO	03-Occidental	CFE	591	591	4,391

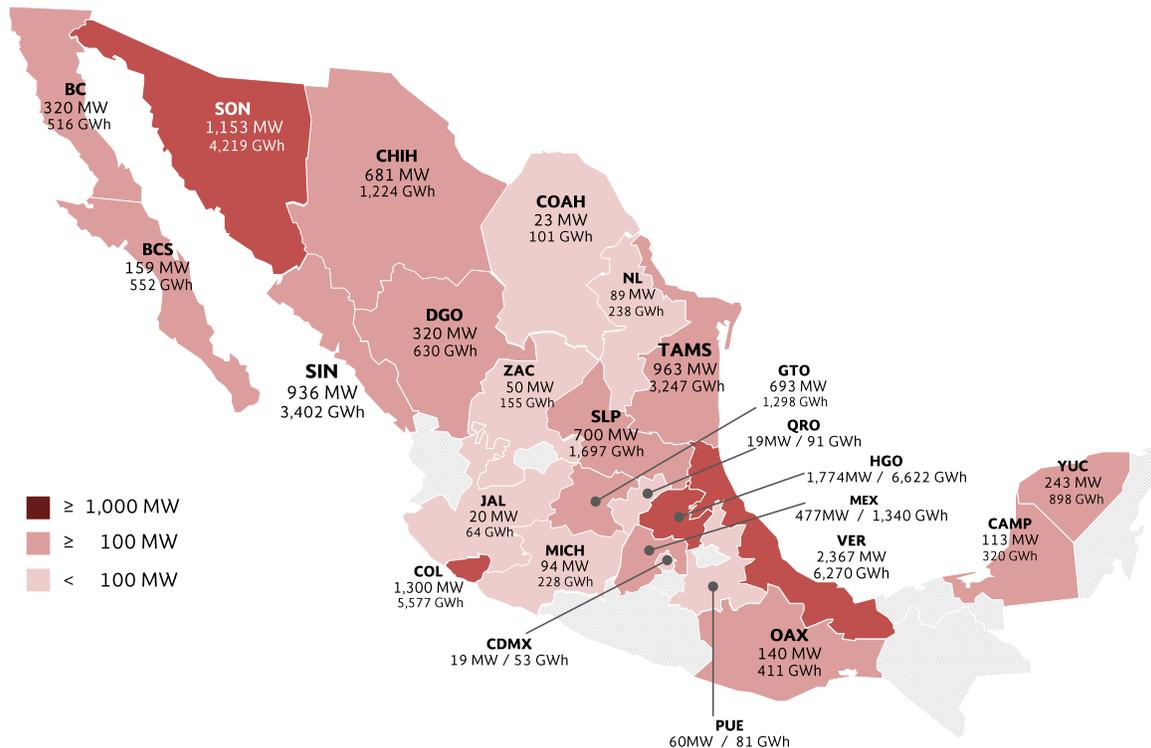
No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
16	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	CFE	240	240	939
17	Hermosillo	SON	04-Noroeste	CFE	227	227	1,596
18	Huinalá	NL	06-Noreste	CFE	378	378	1,870
19	Huinalá II	NL	06-Noreste	CFE	471	471	3,332
20	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)	COL	03-Occidental	CFE	1,454	1,454	8,407
21	Presidente Juárez	BC	08-Baja California	CFE	773	773	4,980
22	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	TAMS	06-Noreste	CFE	211	211	1,522
23	Samalayuca II	CHIH	05-Norte	CFE	522	522	4,129
24	San Lorenzo potencia	PUE	02-Oriental	CFE	382	382	2,813
25	Tula (Francisco Pérez Ríos)	HGO	01-Central	CFE	489	489	3,542
26	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	YUC	07-Peninsular	CFE	220	220	760
27	Valle de México	MEX	01-Central	CFE	549	549	3,664
28	Celulosa de Fibras Mexicanas, S. A. de C. V. (CELFIMEX)	TLAX	02-Oriental	COG.	7	7	31
29	Mexichem Resinas Vinílicas, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	COG.	16	16	106
30	Papelera Industrial Potosina, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	COG.	7	4	35
31	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cangrejera	VER	02-Oriental	COG.	164	S/C	684
32	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Morelos	VER	02-Oriental	COG.	172	28	479
33	Procter & Gamble Manufactura, S. de R. L. de C. V.	TLAX	02-Oriental	COG.	60	60	375
34	Productora de Papel, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	COG.	18	11	86
35	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	NL	06-Noreste	COG.	284	284	1,889
36	AES Mérida III, S. de R.L. de C.V.	YUC	07-Peninsular	EXP.	15	S/C	0
37	Energía Azteca X, S. de R. L. de C. V.	BC	08-Baja California	EXP.	219	219	1,138
38	Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V.	BC	08-Baja California	EXP.	337	S/C	1,867
39	Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	BC	08-Baja California	EXP.	680	S/C	3,906
40	Fuerza y Energía de Norte Durango, S. A. de C. V.	DGO	05-Norte	P.P.	30	30	115
41	Altamira II PIE	TAMS	06-Noreste	PIE	495	507	3,413
42	Altamira III y IV PIE	TAMS	06-Noreste	PIE	1,036	1,036	7,947
43	Altamira V PIE	TAMS	06-Noreste	PIE	1,121	1,121	7,863
44	El Sáuz - Bajío (PIE)	GTO	03-Occidental	PIE	495	507	3,572
45	Fuerza y Energía de Hermosillo PIE	SON	04-Noroeste	PIE	250	256	2,065
46	La Laguna II PIE	DGO	05-Norte	PIE	498	510	3,949
47	Mérida III PIE	YUC	07-Peninsular	PIE	484	496	1,827
48	Mexicali PIE	BC	08-Baja California	PIE	489	501	2,837
49	Monterrey III (Dulces Nombres) PIE	NL	06-Noreste	PIE	449	460	3,507
50	Naco Nogales PIE	SON	04-Noroeste	PIE	258	264	2,114
51	Norte Durango (PIE)	DGO	05-Norte	PIE	450	461	3,767
52	Norte II PIE	CHIH	05-Norte	PIE	433	444	3,546
53	Río Bravo II (Anáhuac) PIE	TAMS	06-Noreste	PIE	495	507	3,378
54	Río Bravo III PIE	TAMS	06-Noreste	PIE	495	507	3,907
55	Río Bravo IV PIE	TAMS	06-Noreste	PIE	500	513	3,715
56	Saltillo PIE	COAH	06-Noreste	PIE	248	254	1,883
57	Tamazunchale PIE	SLP	06-Noreste	PIE	1,135	1,163	8,562
58	Transalta Campeche PIE	CAMP	07-Peninsular	PIE	252	259	620
59	Transalta Chihuahua III PIE	CHIH	05-Norte	PIE	259	265	2,040
60	Tuxpan II (Tres Estrellas) PIE	VER	02-Oriental	PIE	495	507	3,386

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
 PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
61	Tuxpan III y IV PIE	VER	02-Oriental	PIE	983	1,008	7,282
62	Tuxpan V PIE	VER	02-Oriental	PIE	495	507	3,563
63	Valladolid III PIE	YUC	07-Peninsular	PIE	525	538	2,227
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>24,043</b>	<b>22,434</b>	<b>155,185</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; EXP: Exportación; PIE: Productor Independiente de Energía. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Se incluye la generación reportada por las centrales Agua Prieta II y Centro que se encuentran en construcción. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.2. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**TABLA 2.3.2. CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Agroindustrias del Balsas, S. A. de C. V.	MICH	03-Occidental	AUT.	15	S/C	2
2	Akra Polyester, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	AUT.	14	S/C	59
3	Arcelormittal Lázaro Cárdenas, S. A. de C. V.	MICH	03-Occidental	AUT.	40	S/C	92
4	Bio Pappel Packaging, S.A. de C.V., planta de papel Tizayuca (Empaques de Cartón Titan, S.A. de C.V.)	HGO	01-Central	AUT.	35	S/C	146
5	Destiladora del Valle, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	2	S/C	5
6	Generadora Pondercel, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	65	29	103
7	Mexicana de Cobre, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	37	12	74
8	México Carbón Manufacturing, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	AUT.	4	4	20
9	Papeles Ultra, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	10	S/C	4
10	Ternium México, S. A. de C. V., Planta Puebla	PUE	02-Oriental	AUT.	6	S/C	27
11	Altamira	TAMS	06-Noreste	CFE	500	500	2,209
12	Francisco Villa	CHIH	05-Norte	CFE	300	300	338
13	Guaymas I	SON	04-Noroeste	CFE	0	0	0
14	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	SON	04-Noroeste	CFE	484	484	1,080
15	Jorge Luque	MEX	01-Central	CFE	0	0	0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
16	La Laguna	DGO	05-Norte	CFE	0	0	0
17	Lerdo (Guadalupe Victoria)	DGO	05-Norte	CFE	320	320	630
18	Lerma (Campeche)	CAMP	07-Peninsular	CFE	113	113	320
19	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)	COL	03-Occidental	CFE	1,300	1,300	5,577
20	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	SIN	04-Noroeste	CFE	616	616	2,029
21	Mérida II	YUC	07-Peninsular	CFE	168	168	695
22	Monterrey	NL	06-Noreste	CFE	0	0	0
23	Nachi - Cocom	YUC	07-Peninsular	CFE	0	0	0
24	Poza Rica	VER	02-Oriental	CFE	117	117	60
25	Presidente Juárez	BC	08-Baja California	CFE	320	320	516
26	Puerto Libertad	SON	04-Noroeste	CFE	632	632	3,066
27	Punta Prieta II	BCS	09-Baja California Sur	CFE	113	113	552
28	Río Bravo (Emilio Portes Gil) U3	TAMS	06-Noreste	CFE	300	300	591
29	Salamanca	GTO	03-Occidental	CFE	550	550	846
30	Samalayuca	CHIH	05-Norte	CFE	316	316	783
31	San Jerónimo	NL	06-Noreste	CFE	0	0	0
32	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	SIN	04-Noroeste	CFE	320	320	1,373
33	Tula (Francisco Pérez Ríos)	HGO	01-Central	CFE	1,606	1,606	5,946
34	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	VER	02-Oriental	CFE	2,100	2,100	5,974
35	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	YUC	07-Peninsular	CFE	75	75	203
36	Valle de México	MEX	01-Central	CFE	450	450	1,249
37	Villa de Reyes	SLP	03-Occidental	CFE	700	700	1,697
38	Agroenergía, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	COG.	19	12	91
39	Compañía Cervecería de Coahuila, S. de R. L. de C. V.	COAH	06-Noreste	COG.	16	16	62
40	Generadora Petrocel, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	COG.	16	16	58
41	Grupo Celanese, S. A. de C. V., Complejo Ocotlán	JAL	03-Occidental	COG.	13	5	31
42	Industrias Derivadas del Etileno, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	COG.	2	2	6
43	Innophos Fosfatados de México, S. de R. L. de C. V.	VER	02-Oriental	COG.	6	S/C	0
44	Met- Mex Peñoles, S. A. de C. V.	COAH	05-Norte	COG.	7	7	39
45	Minera y Metalúrgica del Boleo, S. A. P. I. de C. V.	BCS	10-Mulegé	COG.	46	S/C	0
46	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Poza Rica	VER	02-Oriental	COG.	16	0	35
47	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Independencia	PUE	02-Oriental	COG.	54	54	54
48	Pemex-Refinación, Ing. Antonio M. Amor	GTO	03-Occidental	COG.	143	30	452
49	Pemex-Refinación, Refinería Francisco I. Madero	TAMS	06-Noreste	COG.	129	46	309
50	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas	VER	02-Oriental	COG.	64	23	104
51	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas, Proyecto Reconfiguración	VER	02-Oriental	COG.	40	40	0
52	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime	OAX	02-Oriental	COG.	115	15	344
53	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Héctor Lara Sosa	NL	06-Noreste	COG.	79	40	238
54	Pemex-Refinación, Refinería	HGO	01-Central	COG.	134	52	530

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	Miguel Hidalgo						
55	Poliolés, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	3	3	10
56	Zacapu Power, S. de R. L. de C. V.	MICH	03-Occidental	COG.	10	4	9
57	Arcelormittal Las Truchas, S. A. de C.V.	MICH	03-Occidental	U.P.C.	22	S/C	71
58	Celulosa y Papel de Michoacán, S.A.	MICH	03-Occidental	U.P.C.	4	S/C	27
59	Celulosa y Papeles de Michoacán, S.A. de C.V.	MICH	03-Occidental	U.P.C.	4	S/C	27
60	Cervecería Modelo de Guadalajara, S.A. de C.V.	JAL	03-Occidental	U.P.C.	7	S/C	33
61	Cervecería Modelo, S.A. de C.V.	CDMX	01-Central	U.P.C.	19	S/C	53
62	Compañía Cervecera de Zacatecas, S.A. de C.V.	ZAC	03-Occidental	U.P.C.	50	S/C	155
63	Compañía Cervecera El Trópico, S.A. de C.V.	OAX	02-Oriental	U.P.C.	25	S/C	67
64	Copropiedad Eléctrica del Grupo Químico Cydsa	NL	06-Noreste	U.P.C.	8	S/C	0
65	Empaques Modernos San Pablo, S.A. de C.V.	MEX	01-Central	U.P.C.	14	S/C	77
66	Industria del Alkali, S.A.	NL	06-Noreste	U.P.C.	2	S/C	0
67	Tereftalatos Mexicanos, S.A.	VER	02-Oriental	U.P.C.	21	S/C	86
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>12,711</b>	<b>11,807</b>	<b>39,232</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; UPC: Usos Propios Continuos. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.3. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS Y LECHO FLUIDIZADO 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**TABLA 2.3.3.A. CENTRALES DE GENERACIÓN CARBOELÉCTRICAS 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Carbón II	COAH	06-Noreste	CFE	1,400	1,400	8,734
2	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	GRO	03-Occidental	CFE	2,778	2,778	16,351
3	Río Escondido (José López Portillo)	COAH	06-Noreste	CFE	1,200	1,200	8,515
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>5,378</b>	<b>5,378</b>	<b>33,599</b>

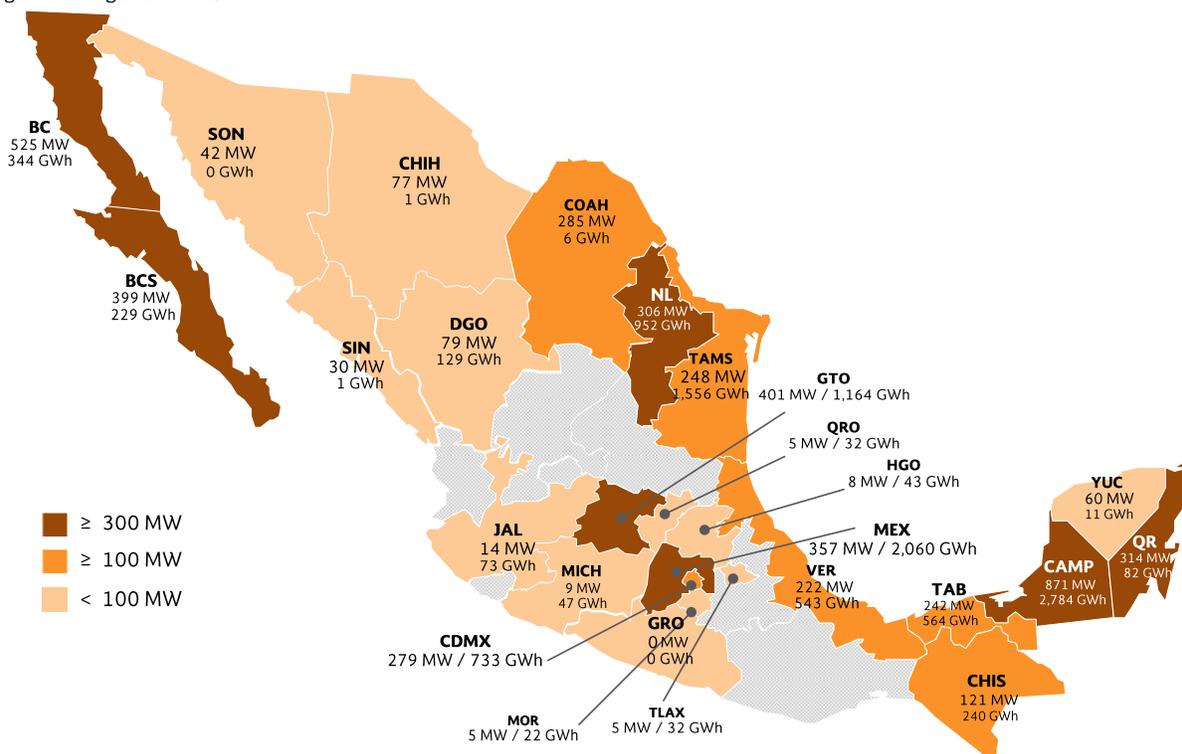
<sup>1/</sup> CFE: Comisión Federal de Electricidad. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 2.3.3.B. CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA DE LECHO FLUIDIZADO 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	290	290	2,183
2	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	290	290	2,104
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>580</b>	<b>580</b>	<b>4,286</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.4. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TURBOGÁS 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**TABLA 2.3.4. CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBOGÁS 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Abbott Laboratories de México, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	6	S/C	13
2	Cargill de México, S. A. de C. V.	HGO	01-Central	AUT.	8	S/C	43
3	Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	68	S/C	41
4	Energía de Ramos, S. A. P. I. de C. V. (Deacero Power)	COAH	06-Noreste	AUT.	200	105	0
5	Gresaise, S. A. de C. V.	TLAX	02-Oriental	AUT.	5	5	32
6	Grimann, S. A. de C. V., Planta Fase 1	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
7	Industrial Papelera Mexicana, S. A. de C. V., Planta Uruapan	MICH	03-Occidental	AUT.	8	8	43
8	Italaise, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	5	4	32
9	Mission Hills, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	8	5	44
10	Pemex-Exploración y Producción, Barco de Proceso, Almacenamiento y descarga, Yúum K'AK'Naab	CAMP	07-Peninsular	AUT.	62	S/C	3
11	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-B	CAMP	07-Peninsular	AUT.	23	S/C	33
12	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-C	CAMP	07-Peninsular	AUT.	28	S/C	40
13	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso	CAMP	07-Peninsular	AUT.	11	S/C	13

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	Akal-G						
14	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-L	CAMP	07-Peninsular	AUT.	25	S/C	18
15	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-N	CAMP	07-Peninsular	AUT.	6	S/C	2
16	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Ku-M	CAMP	07-Peninsular	AUT.	15	S/C	11
17	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Ku-S	CAMP	07-Peninsular	AUT.	14	S/C	13
18	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta	CAMP	07-Peninsular	AUT.	8	S/C	15
19	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Zaap-C	CAMP	07-Peninsular	AUT.	14	S/C	12
20	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún Inyección de Agua	CAMP	07-Peninsular	AUT.	36	S/C	12
21	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-A	CAMP	07-Peninsular	AUT.	15	S/C	11
22	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-D	CAMP	07-Peninsular	AUT.	7	S/C	17
23	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Akal-J	CAMP	07-Peninsular	AUT.	17	S/C	28
24	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-A	CAMP	07-Peninsular	AUT.	10	S/C	7
25	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-H	CAMP	07-Peninsular	AUT.	15	S/C	17
26	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Nohoch-A	CAMP	07-Peninsular	AUT.	14	S/C	26
27	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Pol-A	CAMP	07-Peninsular	AUT.	9	S/C	17
28	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Rebombeo	CAMP	07-Peninsular	AUT.	5	S/C	4
29	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C, Compresión Ca-Ac-2	CAMP	07-Peninsular	AUT.	13	S/C	34
30	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma de Generación Eléctrica, Pg-Zaap-C	CAMP	07-Peninsular	AUT.	100	S/C	123
31	Pemex-Exploración y Producción, Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Para El Campo Ek-Balam	CAMP	07-Peninsular	AUT.	17	S/C	36
32	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Centro Procesador de Gas Área Coatzacoalcos	VER	02-Oriental	AUT.	50	S/C	58
33	Pemex-Petroquímica, Terminal Refrigerada Pajaritos	VER	02-Oriental	AUT.	14	S/C	60
34	Praxair México S. de R. L. de C. V.	TAB	02-Oriental	AUT.	16	S/C	22
35	Representaciones e Investigaciones Médicas, S. A.	JAL	03-Occidental	AUT.	1	S/C	1

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	de C. V.						
36	Tecnología En Nitrógeno, S. de R. L. de C. V.	TAB	02-Oriental	AUT.	7	S/C	26
37	Ternium México, S. A. de C. V., Planta Monterrey	NL	06-Noreste	AUT.	50	S/C	31
38	Urea Herramientas Profesionales, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	1	1	1
39	Vidrio Plano de México, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	11	S/C	0
40	Aragón	CDMX	01-Central	CFE	32	32	97
41	Arroyo del Coyote (Nuevo Laredo)	TAMS	06-Noreste	CFE	0	0	0
42	Atenco	MEX	01-Central	CFE	32	32	196
43	Cancún	QR	07-Peninsular	CFE	102	102	24
44	Chankanaab	QR	07-Peninsular	CFE	53	53	17
45	Chaveña	CHIH	05-Norte	CFE	0	0	0
46	Chávez	COAH	05-Norte	CFE	28	28	1
47	Chihuahua	CHIH	05-Norte	CFE	0	0	0
48	Ciprés	BC	08-Baja California	CFE	27	27	0
49	Ciudad Constitución	BCS	09-Baja California Sur	CFE	33	33	2
50	Ciudad del Carmen	CAMP	07-Peninsular	CFE	47	47	8
51	Coapa	CDMX	01-Central	CFE	32	32	196
52	Cogeneración Salamanca	GTO	03-Occidental	CFE	393	393	1,121
53	Coyotepec	MEX	01-Central	CFE	64	64	494
54	Cuautitlán	MEX	01-Central	CFE	32	32	242
55	Culiacán	SIN	04-Noroeste	CFE	30	30	1
56	Ecatepec	MEX	01-Central	CFE	32	32	198
57	Fundidora	NL	06-Noreste	CFE	12	12	1
58	Guerrero Negro II (Vizcaíno) UME-14 (CFE-T-14000-1)	BCS	10-Mulegé	CFE	13	13	0
59	Huinalá	NL	06-Noreste	CFE	150	150	883
60	Industrial Caborca	SON	04-Noroeste	CFE	42	42	0
61	Industrial Juárez	CHIH	05-Norte	CFE	18	18	0
62	Iztapalapa	CDMX	01-Central	CFE	32	32	146
63	La Laguna	DGO	05-Norte	CFE	56	56	1
64	La Paz (Punta Prieta)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	43	43	7
65	Las Cruces	GRO	02-Oriental	CFE	0	0	0
66	Lechería	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
67	Leona	NL	06-Noreste	CFE	24	24	2
68	Los Cabos (Cabo Gas)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	85	85	194
69	Los Cabos UME-9,10,12 (CFE-T-25000-1,2,4)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	55	55	0
70	Baja California Sur I UME-11 (CFE-T-25000-3)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	20	20	0
71	Los Cabos UME-9,10,12(CFE-T-30000-2,3,4)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	78	78	0
72	Baja California Sur I UME-1 (CFE-T-30000-1)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	26	26	0
73	Magdalena	CDMX	01-Central	CFE	32	32	139
74	Mérida	YUC	07-Peninsular	CFE	30	30	6
75	Mexicali	BC	08-Baja California	CFE	62	62	1
76	Monclova	COAH	06-Noreste	CFE	48	48	4
77	Nachi - Cocom	YUC	07-Peninsular	CFE	30	30	5
78	Nizuc	QR	07-Peninsular	CFE	88	88	31
79	Nonoalco	CDMX	01-Central	CFE	106	106	0
80	Parque	CHIH	05-Norte	CFE	59	59	0
81	Remedios	MEX	01-Central	CFE	32	32	207
82	Santa Cruz	CDMX	01-Central	CFE	32	32	143
83	Santa Rosalía UME-15 (CFE-T-14000-2)	BCS	10-Mulegé	CFE	13	13	14
84	Tecnológico	NL	06-Noreste	CFE	26	26	0
85	Tijuana	BC	08-Baja California	CFE	345	345	302
86	Tuxpan (Adolfo López)	VER	02-Oriental	CFE	0	0	0

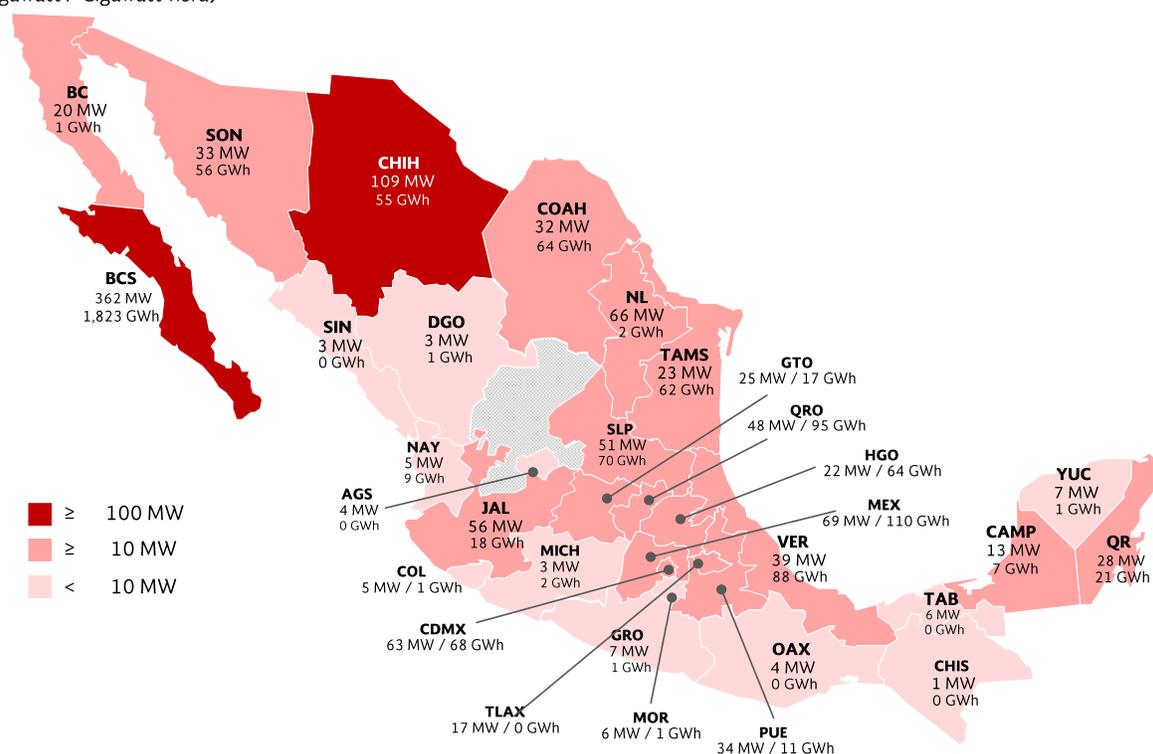
PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	Mateos)						
87	U. Móvil CFE-UME-07,08	BCS	10-Mulegé	CFE	20	20	0
88	Universidad	NL	06-Noreste	CFE	24	24	3
89	Valle de México	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
90	Valle de México UME-5	MEX	01-Central	CFE	18	18	0
91	Vallejo	MEX	01-Central	CFE	32	32	199
92	Victoria	MEX	01-Central	CFE	32	32	193
93	Villa de las Flores	MEX	01-Central	CFE	32	32	164
94	Vizcaino	BCS	10-Mulegé	CFE	14	14	11
95	Xul – Ha	QR	07-Peninsular	CFE	40	40	10
96	Xul - Ha UME-13 (CFE-T-18000-1)	QR	07-Peninsular	CFE	13	13	0
97	Xul - Ha UME-6	QR	07-Peninsular	CFE	19	19	0
98	Almidones Mexicanos, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	COG.	12	12	70
99	Bio Pappel Printing, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	COG.	40	40	250
100	Bio Pappel, S. A. B. de C. V.	DGO	05-Norte	COG.	23	16	128
101	Compañía de Nitrógeno de Cantarell, S. A. de C. V.	CAMP	07-Peninsular	COG.	363	S/C	2,285
102	CSI en Saltillo, S. de R. L. de C. V.	COAH	06-Noreste	COG.	3	3	0
103	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Monterrey	NL	06-Noreste	COG.	1	1	4
104	Empaques Modernos San Pablo, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	6	S/C	31
105	Enertek, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	COG.	168	152	1,202
106	Fábrica de Papel San Francisco, S. A. de C. V.	BC	08-Baja California	COG.	23	S/C	0
107	Fersinsa Gb, S. A. de C. V.	COAH	06-Noreste	COG.	6	5	1
108	Gs Energía, S. A. P. I. de C. V.	MICH	03-Occidental	COG.	1	1	4
109	Homecare de México, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	COG.	1	S/C	0
110	Industrias Químicas Falcon de México S.A de C.V.	MOR	01-Central	COG.	5	5	22
111	Láminas Acanaladas Infinita, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	6	6	0
112	Micase, S.A. de C.V.	MEX	01-Central	COG.	11	S/C	0
113	Pemex-Exploración y Producción, Planta Eléctrica Cárdenas	TAB	02-Oriental	COG.	42	S/C	53
114	Pemex-Exploración y Producción, Terminal Marítima Dos Bocas	TAB	02-Oriental	COG.	96	S/C	116
115	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Burgos	TAMS	06-Noreste	COG.	20	20	89
116	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cactus	CHIS	02-Oriental	COG.	121	18	240
117	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cd. Pemex	TAB	02-Oriental	COG.	59	33	256
118	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador La Venta	TAB	02-Oriental	COG.	22	22	91
119	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cosoleacaque	VER	02-Oriental	COG.	60	25	28
120	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Pajaritos (Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.)	VER	02-Oriental	COG.	59	36	147
121	Procter & Gamble Manufactura, S. de R. L. de C. V., Planta Talismán	CDMX	01-Central	COG.	7	7	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
122	Proteínas Naturales, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	COG.	6	5	28
123	Styrolution Mexicana, S. A. de C. V. (BASF Mexicana)	TAMS	06-Noreste	COG.	11	11	78
124	Tlalnepantla Cogeneración, S. A. P. I. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	28	28	135
125	Tractebel Energía de Pánuco, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	COG.	28	28	186
126	Absormex CMPC Tissue, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	GEN.	22	S/C	0
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>4,904</b>	<b>3,336</b>	<b>11,648</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; GEN: Generación. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.5. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**TABLA 2.3.5. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COMBUSTIÓN INTERNA 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Agnico Eagle México, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	15	15	0
2	Agnico Eagle México, S. A. de C. V., Proyecto Mascota	CHIH	05-Norte	AUT.	4	S/C	0
3	Agnico Sonora, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	6	S/C	14
4	Agribands Purina México, S. de R. L. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	1	1	5
5	Agropecuaria La Norteña, S. de R. L. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	2	S/C	0
6	Alambres Procesados Industriales, S. A. de C. V., Planta Belisario Domínguez 57	HGO	01-Central	AUT.	2	S/C	0
7	Alfa Corporativo, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	2	S/C	0
8	Alimentos Kowi, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	2	2	0
9	Auma, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	2	S/C	0
10	Avomex Internacional, S. A. de C. V.	COAH	06-Noreste	AUT.	4	4	0
11	Azinsa Aluminio, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
12	Beneficencia Española de La Laguna (Sanatorio Español), Asociación de Beneficencia Privada de Carácter Mutualista	COAH	05-Norte	AUT.	1	S/C	0
13	Bepensa Bebidas, S. A. de C. V.	YUC	07-Peninsular	AUT.	2	S/C	0
14	Bimbo, S. A. de C. V., Planta Bimbo de Baja California	BC	08-Baja California	AUT.	3	S/C	0
15	Bimbo, S. A. de C. V., Planta Marinela de Baja California	BC	08-Baja California	AUT.	1	S/C	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
16	Bimbo, S. A. de C. V., Planta Tijuana	BC	08-Baja California	AUT.	2	S/C	0
17	Bridgestone de México, S. A. de C. V.	MOR	01-Central	AUT.	2	S/C	0
18	Bticino de México, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
19	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, S. A. de C. V., Planta Puebla	PUE	02-Oriental	AUT.	3	S/C	0
20	Cinemex Aragón, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
21	Cinemex Coacalco, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
22	Cinemex Coapa, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
23	Cinemex Cuauhtémoc, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
24	Cinemex Cuiculco, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
25	Cinemex Galerías, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
26	Cinemex Izcalli, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
27	Cinemex Iztapalapa, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
28	Cinemex Mundo E, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
29	Cinemex Palacio Chino, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
30	Cinemex Plaza Sur, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
31	Cinemex Polanco, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
32	Cinemex Real, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
33	Cinemex Tenayuca, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
34	Cinemex Ticomán, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
35	Cinemex Universidad, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
36	Cinemex Zaragoza, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
37	Cmt de La Laguna, S. A. de C. V.	DGO	05-Norte	AUT.	2	S/C	1
38	Coeur Mexicana, S. A. de C. V.	CHIH	04-Noroeste	AUT.	22	S/C	5
39	Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali	BC	08-Baja California	AUT.	2	S/C	0
40	Compañía desarrolladora Los Cabos, S. A. de C. V., Planta Fiesta Americana Grand Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	AUT.	2	S/C	0
41	Compañía Minera Autlán, S. A. de C. V., Unidad Molango	HGO	02-Oriental	AUT.	11	S/C	25
42	Compañía Minera Dolores, S. A. de C. V., Área de Campamento	CHIH	05-Norte	AUT.	1	S/C	3
43	Compañía Minera Dolores, S. A. de C. V., Área de Procesos	CHIH	05-Norte	AUT.	11	S/C	42
44	CONDUMEX, S. A. de C. V., Planta Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT.	3	S/C	1
45	CONDUMEX, S. A. de C. V., Planta Latincasa	SLP	03-Occidental	AUT.	4	S/C	5
46	Continental Automotive Guadalajara México, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	4	S/C	0
47	Continental Automotive Mexicana, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
48	Continental Automotive Mexicana, S. A. de C. V., Planta Cuautla	MOR	01-Central	AUT.	3	S/C	1
49	Cordaflex, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	3	S/C	1
50	Covalence Specialty Materials México, S. de R. L. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	2	S/C	0
51	Dafmex, S. de R. L. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	1	S/C	0
52	desarrollos Mineros San Luis, S. A. de C. V.	GRO	02-Oriental	AUT.	4	S/C	0
53	Don David Gold México, S. A. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	4	S/C	0
54	Draexlmaier Components Automotive de México, S. de R. L. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	2	2	0
55	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT.	3	2	0
56	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Interlomas	MEX	01-Central	AUT.	3	S/C	0
57	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Villahermosa	TAB	02-Oriental	AUT.	2	S/C	0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
58	Embotelladora del Caribe, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	2	S/C	0
59	Empacadora Celaya, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	1
60	Ensamblados Hyson, S. A. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	2	2	0
61	Fermicaise, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	10	9	58
62	Ford Motor Company, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	10	10	0
63	Fundilag Hierro, S. A. de C. V.	COAH	05-Norte	AUT.	2	2	1
64	Ganadería Integral Sk, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	3	3	0
65	Ganadería Integral Vizur, S. A. de C. V.	SIN	04-Noroeste	AUT.	3	3	0
66	Generadora La Paz, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	13	7	7
67	Geusa de Occidente, S. A. de C. V.	MICH	03-Occidental	AUT.	3	S/C	2
68	Gollek Interamerica, S. de R. L. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	3	3	0
69	Goplás, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	1	11
70	Graftech México, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	14	14	1
71	Grupo Gamesa, S. de R. L. de C. V., Planta Celaya	GTO	03-Occidental	AUT.	8	S/C	11
72	Grupo Posadas, S. A. de C. V., Planta Fiesta Americana Cancún	QR	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
73	Grupo Romamills, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	3	S/C	14
74	Grupo Telvista, S. A. de C. V. (Grupo Técnico de Servicios, S.A. de C.V.)	BC	08-Baja California	AUT.	2	S/C	0
75	Harinera La Espiga, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	2	2	7
76	Hersmex, S. de R. L. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	4	S/C	0
77	Hierro Sonora, S. A.	SON	04-Noroeste	AUT.	3	S/C	11
78	Honeywell Aerospace de México, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	4	S/C	0
79	Hotel Condesa del Mar, S. A. de C. V.	GRO	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
80	Hotel Gran Caribe Real, S. de R. L. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
81	Hotelera del Sudeste, S. A. de C. V., Planta Fiesta Americana Mérida	YUC	07-Peninsular	AUT.	2	S/C	0
82	Impulsora Mexicana de Energía, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	24	18	0
83	Inmobiliaria Puerta Maya, S. A. de C. V.	TAB	02-Oriental	AUT.	2	S/C	0
84	Inmobiliaria Rog, S. A. de C. V.	TAB	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
85	Innophos Fosfatados de México, S. de R. L. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	16	16	86
86	Inversiones Mallorca, S. de R. L. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	3	S/C	1
87	Inversiones Palma, S. de R. L. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	3	S/C	1
88	Jacktar, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	3	S/C	4
89	Kellogg de México, S. de R. L. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	6	5	4
90	Kraft Foods de México, S. de R. L. de C. V.	PUE	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
91	La Torre del Vigía, A. R.	MEX	01-Central	AUT.	4	S/C	1
92	Laboratorios Pisa, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	10	S/C	0
93	Laboratorios Pisa, S. A. de C. V., Planta Tlajomulco	JAL	03-Occidental	AUT.	5	S/C	0
94	Laboratorios Sophia, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	2	2	7
95	Lapropa El Águila, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	0
96	Latinoamericana de Vidrio, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	6	S/C	0
97	Leiser, S. de R. L. de C. V., Planta San Luis Potosí	SLP	03-Occidental	AUT.	9	S/C	3
98	Lmf Frisa Comercial, S. de R. L. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
99	Lmf Frisa Comercial, S. de R. L. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
100	Loma Textil, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	3	S/C	0
101	Mabe México, S. de R. L. de C. V., Planta Plásticos	QRO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	1
102	Mabe México, S. de R. L. de C. V., Planta Saltillo	COAH	06-Noreste	AUT.	9	5	1
103	Mabe México, S. de R. L. de C. V., Planta Troquelados	QRO	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
104	Mabe Sanyo Compressors, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	3	S/C	1
105	Manantiales La Asunción, S. A. de C. V.	PUE	02-Oriental	AUT.	2	S/C	0
106	Maquilas Teta Kawi, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	1	1	0
107	Marindustrias, S. A. de C. V.	COL	03-Occidental	AUT.	2	S/C	1
108	Mayakobá Thai, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	3	S/C	1
109	Médica Sur, S. A. B. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
110	Mega Empack, S. A. de C. V., Planta II	YUC	07-Peninsular	AUT.	2	S/C	1
111	Minas de La Alta Pimería, S. A. de C. V.	CHIH	04-Noroeste	AUT.	9	9	0
112	Minas de Oro Nacional, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.		S/C	
113	Minas Santa María de Moris, S. A. de C. V.	CHIH	04-Noroeste	AUT.	3	S/C	1
114	Minera Bismark, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	3	S/C	0
115	Minera La Encantada, S. A. de C. V.	COAH	05-Norte	AUT.	13	S/C	45
116	Minera Real de Ángeles, S. A. de C. V., Unidad El Concheño	CHIH	05-Norte	AUT.	24	24	4
117	Minera Roble, S. A. de C. V.	DGO	05-Norte	AUT.	2	S/C	0
118	Minera y Metalúrgica del Boleo, S. A. P. I. de C. V.	BCS	10-Mulegé	AUT.	31	S/C	79
119	Molymex, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	2	S/C	0
120	Monclova Pirineos Gas, S. A. de C. V.	COAH	06-Noreste	AUT.	2	S/C	16
121	Nemak, S. A.	NL	06-Noreste	AUT.	7	S/C	0
122	Nestlé México, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	2	S/C	10
123	Nestlé México, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	1
124	Nestlé México, S. A. de C. V., Planta Coatepec	VER	02-Oriental	AUT.	2	S/C	0
125	No Sabe Fallar, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
126	Novatec Pagani, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	0
127	Nusantara de México, S. A. de C. V., Mina Santa Elena	SON	04-Noroeste	AUT.	12	S/C	30
128	Omya México, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	6	S/C	0
129	Operaciones Turísticas Integrales de México, S. A. de C. V.	COL	03-Occidental	AUT.	2	S/C	0
130	Panasonic de México, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	3	S/C	0
131	Parque de Tecnología Electrónica, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	7	7	0
132	Pemex-Exploración y Producción Estación de Compresión Y Manejo de Gas El Raudal	VER	02-Oriental	AUT.	2	S/C	0
133	Pemex-Exploración y Producción, Centro Operativo Cayo Arcas	CAMP	07-Peninsular	AUT.	6	S/C	1
134	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C Inyección	CAMP	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
135	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Eco-1	CAMP	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	1
136	Pemex-Exploración y Producción,	CAMP	07-	AUT.	5	S/C	3

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	Plataforma Habitacional Litoral Tabasco Ha-Lt-01		Peninsular				
137	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina Complejo Ixtoc-A	CAMP	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	2
138	Plastibolsa, S. A. de C. V.,	CDMX	01-Central	AUT.	2	S/C	1
139	Plásticos Irisagua, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	4	S/C	2
140	Plásticos y Materias Primas, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	5	S/C	4
141	Polímeros y derivados, S. A. de C. V., Planta El Carmen	GTO	03-Occidental	AUT.	2	2	0
142	Pollo de Querétaro, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	0
143	Porcelanite Lamosa, S. A. de C. V., Planta Pavillion	TLAX	02-Oriental	AUT.	4	S/C	0
144	Porcelanite Lamosa, S. A. de C. V., Planta Porcel	TLAX	02-Oriental	AUT.	10	S/C	0
145	Posadas de Latinoamérica, S. A. de C. V., Planta Fiesta Americana Grand Agua	QR	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
146	Posco México, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	AUT.	21	21	44
147	Printpack Packaging de México S.A de C.V.	QRO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	0
148	Productos Farmacéuticos, S. A. de C. V., Planta Aguascalientes	AGS	03-Occidental	AUT.	4	3	0
149	Productos Urólogos de México, S. A. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	3	S/C	0
150	Promotores Inmobiliarios El Caracol, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
151	Proteína Animal, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	4	S/C	3
152	Qualtia Alimentos Operaciones, S. de R. L. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	5	S/C	24
153	Rafypak, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
154	Residuos Industriales Multiquim, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	2	S/C	1
155	Rivera Mayan, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	4	S/C	1
156	Royal Porto, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	3
157	Sabritas, S. de R. L. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	3	3	0
158	Sabritas, S. de R. L. de C. V., Planta Orizaba	VER	02-Oriental	AUT.	3	S/C	0
159	Saint Gobain Vetrotex América, S. A. de C. V.	TLAX	02-Oriental	AUT.	4	S/C	0
160	Sales del Istmo, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
161	Sales del Istmo, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	3	3	0
162	Sánchez Y Martín, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	2	S/C	1
163	Sasa del Pacífico, S. A. de C. V.	GRO	02-Oriental	AUT.	1	S/C	1
164	Schering Plough, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	AUT.	6	S/C	2
165	Secretaría de Seguridad Pública, A Través del Órgano Administrativo desconcentrado Prevención Y Readaptación Social, Planta Colonia Penal Federal	NAY	03-Occidental	AUT.	3	S/C	9
166	Sekisui S-Lec México, S. A. de C. V.	MOR	01-Central	AUT.	1	S/C	0
167	Servicios de Operaciones Hoteleras, S. A. de C. V., Central Cancún	QR	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
168	Sílices de Veracruz, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	7	7	1
169	Sistema de Agua y Saneamiento Metropolitano de Veracruz, Boca del Rio y Medellín	VER	02-Oriental	AUT.	3	S/C	1
170	Solvay & Cpc Barium Strontium Monterrey, S. de R. L. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	2	S/C	0
171	Sony Nuevo Laredo, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	AUT.	2	2	18
172	Tablex Miller, S. de R. L. de C. V.	SON	04-	AUT.	1	1	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
			Noroeste				
173	TCP Energy, S.A.P.I. de C.V. (Operadora del Noroeste del Valle de México, S.A. de C.V.)	MEX	01-Central	AUT.	7	S/C	15
174	Tecnologías para el Cuidado Ambiental, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	2	S/C	3
175	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Aztecas	GTO	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
176	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Chamizal	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
177	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Estrella	CDMX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
178	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Hidalgo II	GRO	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
179	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Petrolera	VER	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
180	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Santa Fé	NL	06-Noreste	AUT.	1	S/C	0
181	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Tlaquepaque	JAL	03-Occidental	AUT.	2	S/C	0
182	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Tuxtla Gutiérrez	CHIS	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
183	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Yáñez	SON	04-Noroeste	AUT.	1	S/C	0
184	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Centro Administrativo Verónica	CDMX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
185	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Aragón	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
186	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Atzacualco	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
187	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Azteca Metro	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
188	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Bandera	JAL	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
189	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Bosques del Lago	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
190	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central C.T. Mixcoac	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
191	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Carrasco	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
192	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Chapalita	JAL	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
193	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Coatzacoalcos	VER	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
194	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Colima	COL	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
195	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Copérnico	CHIH	05-Norte	AUT.	1	S/C	0
196	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Corregidora	GTO	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
197	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Cuautitlán de Romero Rubio	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
198	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Culhuacán	CDMX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
199	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Cultura	NAY	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
200	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Ejército de Oriente	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
201	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Fuentes	COAH	05-Norte	AUT.	1	S/C	0
202	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Fuertes	PUE	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
203	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Guadalupe Metropolitana	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
204	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central La Paz	PUE	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

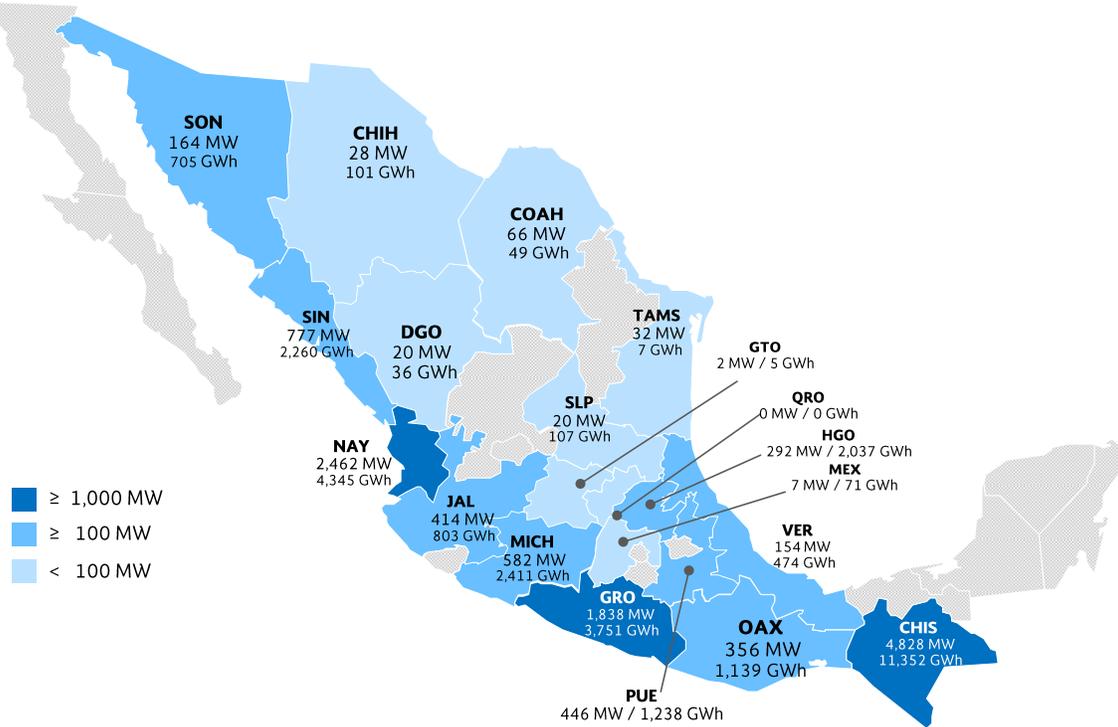
No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
205	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Lerdo Tops	VER	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
206	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Los Tollocan	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
207	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Malinche	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
208	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Mirador	MOR	01-Central	AUT.	1	S/C	0
209	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Montejo	YUC	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
210	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Paseo	TAB	02-Oriental	AUT.	1	S/C	0
211	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Pedro Moreno	GTO	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
212	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Plaza Mérida	YUC	07-Peninsular	AUT.	1	S/C	0
213	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Popocatepetl I	CDMX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
214	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Popotla	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
215	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Revolución	HGO	01-Central	AUT.	1	S/C	0
216	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Roma I	CDMX	01-Central	AUT.	3	S/C	0
217	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central San Jerónimo	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
218	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Satélite	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
219	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Vallarta	JAL	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
220	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Vallejo	CDMX	01-Central	AUT.	2	S/C	0
221	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Central Zaragoza	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
222	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Centro Administrativo Cuautitlán Izcalli	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
223	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Centro Administrativo Lada	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
224	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Centro Administrativo Nextengo	CDMX	01-Central	AUT.	5	S/C	0
225	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Centro Administrativo San Juan	CDMX	01-Central	AUT.	6	S/C	0
226	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Centro de Trabajo Lindavista	CDMX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
227	Teléfonos de México, S. A. de C. V., Centro Telefónico Puebla	PUE	02-Oriental	AUT.	2	S/C	0
228	Teléfonos del Noroeste, S. A. de C. V., Central Arbol III	BC	08-Baja California	AUT.	2	S/C	0
229	Teléfonos del Noroeste, S. A. de C. V., Central Lomas	BC	08-Baja California	AUT.	1	S/C	0
230	Teléfonos del Noroeste, S. A. de C. V., Central Principal	BC	08-Baja California	AUT.	1	S/C	0
231	Ternium México, S. A. de C. V., Planta Apm	NL	06-Noreste	AUT.	5	S/C	0
232	Tesoros Inmobiliarios, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
233	The Royal Cancún, S. de R. L. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	2	S/C	0
234	Tiendas Soriana, S. A. de C. V.	BCS	09-Baja California Sur	AUT.	1	S/C	0
235	Valeo Térmico, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	0	S/C	0
236	Vidrio Formas, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	3	S/C	0
237	Vitracoat Pinturas en Polvo, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	S/C	0
238	Wabash Technologies de México, S. de R. L. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	1	S/C	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
239	Yoggo de México, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	AUT.	1	S/C	0
240	Baja California Sur (Coromuel)/ Baja California Sur I	BCS	09-Baja California Sur	CFE	163	163	1,036
241	Esmeralda	COAH	06-Noreste	CFE	0	0	0
242	Guerrero Negro	BCS	10-Mulegé	CFE	0	0	0
243	Guerrero Negro II (Vizcaíno)	BCS	10-Mulegé	CFE	11	11	55
244	Holbox	QR	07-Peninsular	CFE	3	3	9
245	Huicot	NAY	03-Occidental	CFE	1	1	0
246	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	09-Baja California Sur	CFE	104	104	607
247	Santa Rosalía	BCS	10-Mulegé	CFE	8	8	14
248	U. Móvil CFE UME-16 y 18	BCS	10-Mulegé	CFE	5	5	0
249	U. Móvil CFE-UME-19 y 20	BCS	10-Mulegé	CFE	3	3	0
250	U. Móvil CFE-UME-17 y 21	BCS	09-Baja California Sur	CFE	4	4	
251	Yécora	SON	04-Noroeste	CFE	2	2	0
252	Eurocopoter de México planta Querétaro S.A. de C.V. (Airbus Helicopters México Querétaro, S.A. de C.V.)	QRO	03-Occidental	COG.	3	S/C	1
253	Becton Dickinson de México, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	7	S/C	1
254	Cartones Ponderosa, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	COG.	20	18	88
255	Cobielec, S. A. de C. V.	PUE	02-Oriental	COG.	3	2	11
256	Energía Bidarena, S. de R. L. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	6	S/C	34
257	Industrias Ferroplásticas, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	COG.	1	S/C	0
258	Productora Nacional de Papel, S. A. de C. V.	SLP	03-Occidental	COG.	17	4	52
259	Productos Roche, S. A. de C. V., Planta Toluca	MEX	01-Central	COG.	2	S/C	0
260	Prup, S. A. de C. V.	HGO	01-Central	COG.	5	S/C	29
261	Sigma Alimentos Centro, S. A. de C. V., Planta Atitalaquia	HGO	01-Central	COG.	3	S/C	10
262	Compañía Occidental Mexicana, S.A. de C.V.	BCS	09-Baja California Sur	U.P.C.	9	S/C	7
263	Exportadora de Sal, S.A. de C.V., Planta Guerrero Negro e Isla de Cedros	BCS	10-Mulegé	U.P.C.	22	S/C	25
264	Biotek Power, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	GEN.	5	S/C	0
265	Metaloides, S. A de C. V.	PUE	02-Oriental	GEN.	22	S/C	0
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>1,163</b>	<b>538</b>	<b>2,649</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; GEN: Generación; UPC: Usos Propios Continuos. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo Se incluye la generación reportada por unidades móviles que operaron durante el 2015 y se dieron de baja a finales de ese año. Información preliminar al cierre de 2015.Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.6.A. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2015**

(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**MAPA 2.3.6.B. CUENCAS DE LAS REGIONES HIDROLÓGICAS ADMINISTRATIVAS**



Fuente: Elaborado por SENER con información del Atlas Digital del Agua del Sistema de Información del Agua; Comisión Nacional del Agua.

**TABLA 2.3.6. CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 2015**

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma, S. A. de C. V., Planta Orizaba	VER	02-Oriental	AUT.	10	S/C	17
2	Compañía de Energía Mexicana, S. A. de C. V.	PUE	02-Oriental	AUT.	36	36	249
3	Compañía Eléctrica Carolina, S. A. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	2	S/C	5
4	Electricidad del Golfo, S. de R. L. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	35	35	84
5	Energía Ep, S. de R. L. de C. V.	PUE	02-Oriental	AUT.	0.4	0.4	2
6	Gobierno del Estado de Michoacán de Ocampo	MICH	03-Occidental	AUT.	4	4	18
7	Hidroeléctrica Arco Iris, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	8	8	34
8	Hidroeléctrica Cajón de Peña, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	1	1	7
9	Hidroelectricidad del Pacífico, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	9	8	31
10	Hidrorizaba II, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	4	4	20
11	Hidrorizaba, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	2	2	10
12	Ingenio Tamazula, S. A. de C. V., Planta Santa Cruz	JAL	03-Occidental	AUT.	1	S/C	2
13	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro, S. de R. L. de C. V.	GRO	02-Oriental	AUT.	30	30	133
14	Papelera Veracruzana, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	1	S/C	6
15	Primero Empresa Minera, S. A. de C. V.	DGO	04-Noroeste	AUT.	20	9	36
16	Procesamiento Energético Mexicano, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	11	11	51
17	Proveedora de Electricidad de Occidente, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	19	15	60
18	Agua Prieta (Valentín Gómez Farías)	JAL	03-Occidental	CFE	240	240	239
19	Aguamilpa Solidaridad	NAY	03-Occidental	CFE	960	960	2,015
20	Angostura (Belisario Domínguez)	CHIS	02-Oriental	CFE	900	900	2,086
21	Bacurato	SIN	04-Noroeste	CFE	92	92	230
22	Bartolinas	MICH	03-Occidental	CFE	1	1	2
23	Bombaná	CHIS	02-Oriental	CFE	5	5	23
24	Boquilla	CHIH	05-Norte	CFE	25	25	91
25	Botello	MICH	03-Occidental	CFE	18	18	81
26	Cañada	HGO	01-Central	CFE	0	0	0
27	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	GRO	02-Oriental	CFE	600	600	956
28	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	CHIS	02-Oriental	CFE	2,400	2,400	4,318
29	Chilapan	VER	02-Oriental	CFE	26	26	96
30	Cóbano	MICH	03-Occidental	CFE	60	60	263
31	Colimilla	JAL	03-Occidental	CFE	51	51	77
32	Colina	CHIH	05-Norte	CFE	3	3	10
33	Colotlipa	GRO	02-Oriental	CFE	8	8	34
34	Comedero (Raúl J. Marsal)	SIN	04-Noroeste	CFE	100	100	215
35	Cupatitzio	MICH	03-Occidental	CFE	80	80	459
36	El Cajón (Leonardo Rodríguez A.)	NAY	03-Occidental	CFE	750	750	1,302
37	El Durazno	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
38	El Fuerte (27 de Septiembre)	SIN	04-Noroeste	CFE	59	59	362
39	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	SON	04-Noroeste	CFE	135	135	548
40	El Retiro (José Cecilio del Valle)	CHIS	02-Oriental	CFE	21	21	102
41	El Salto (Camilo Arriaga)	SLP	06-Noreste	CFE	18	18	94
42	Electroquímica	SLP	06-Noreste	CFE	1	1	10

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
43	Encanto	VER	02-Oriental	CFE	10	10	0
44	Falcón	TAMS	06-Noreste	CFE	32	32	7
45	Fernández Leal	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
46	Huazuntlán	VER	02-Oriental	CFE	0	0	0
47	Huites (Luis Donaldo Colosio)	SIN	04-Noroeste	CFE	422	422	1,186
48	Humaya	SIN	04-Noroeste	CFE	90	90	199
49	Infiernillo	GRO	01-Central	CFE	1,200	1,200	2,627
50	Intermedia (Luis Marcial Rojas)	JAL	03-Occidental	CFE	5	5	11
51	Itzúcaro	MICH	03-Occidental	CFE	1	1	3
52	Ixtaczoquitlán	VER	02-Oriental	CFE	2	2	13
53	Ixtapantongo	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
54	Juandó	HGO	01-Central	CFE	0	0	0
55	Jumatán	NAY	03-Occidental	CFE	2	2	13
56	La Amistad	COAH	06-Noreste	CFE	66	66	49
57	La Venta (Ambrosio Figueroa)	GRO	02-Oriental	CFE	0	0	0
58	La Yesca (Alfredo Elias Ayub)	NAY	03-Occidental	CFE	750	750	1,016
59	Las Rosas	QRO	03-Occidental	CFE	0	0	0
60	Malpaso	CHIS	02-Oriental	CFE	1,080	1,080	3,179
61	Mazatepec	PUE	02-Oriental	CFE	220	220	258
62	Micos	SLP	06-Noreste	CFE	1	1	3
63	Minas	VER	02-Oriental	CFE	15	15	88
64	Mocúzari	SON	04-Noroeste	CFE	10	10	48
65	Oviachic	SON	04-Noroeste	CFE	19	19	108
66	Peñitas (Ángel Albino Corzo)	CHIS	02-Oriental	CFE	420	420	1,636
67	Platanal	MICH	03-Occidental	CFE	13	13	44
68	Portezuelo I	PUE	02-Oriental	CFE	2	2	14
69	Portezuelo II	PUE	02-Oriental	CFE	2	2	6
70	Puente Grande	JAL	03-Occidental	CFE	9	9	35
71	San Pedro Porúas	MICH	03-Occidental	CFE	3	3	5
72	San Simón	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
73	Sanalona (Salvador Alvarado)	SIN	04-Noroeste	CFE	14	14	68
74	Santa Bárbara	MEX	01-Central	CFE	0	0	47
75	Santa Rosa (General Manuel M. Diéguez)	JAL	03-Occidental	CFE	70	70	306
76	Schpoiná	CHIS	02-Oriental	CFE	2	2	7
77	Tamazulapan	OAX	02-Oriental	CFE	2	2	9
78	Temascal	OAX	02-Oriental	CFE	354	354	1,130
79	Temascaltepec	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
80	Tepazolco	PUE	02-Oriental	CFE	0	0	0
81	Texolo	VER	02-Oriental	CFE	2	2	12
82	Tezcapa	PUE	01-Central	CFE	0	0	0
83	Tingambato	MEX	01-Central	CFE	0	0	24
84	Tirío	MICH	03-Occidental	CFE	1	1	3
85	Tlilán	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
86	Tuxpango	VER	02-Oriental	CFE	36	36	78
87	Villada	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
88	Villita (José María Morelos)	MICH	01-Central	CFE	320	320	1,186
89	Zepayautla	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
90	Zictepec	MEX	01-Central	CFE	0	0	0
91	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	HGO	03-Occidental	CFE	292	292	2,037
92	Zumpimito	MICH	03-Occidental	CFE	8	8	50
93	Alameda	MEX	01-Central	GEN.	7	7	0
94	Lerma (Tepuxtepec)	MICH	01-Central	GEN.	74	74	297
95	Necaxa	PUE	01-Central	GEN.	109	109	381
96	Patla	PUE	01-Central	GEN.	37	37	168
97	Tepexic	PUE	01-Central	GEN.	39	39	160
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>12,489</b>	<b>12,458</b>	<b>30,892</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; GEN: Generación. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.7. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

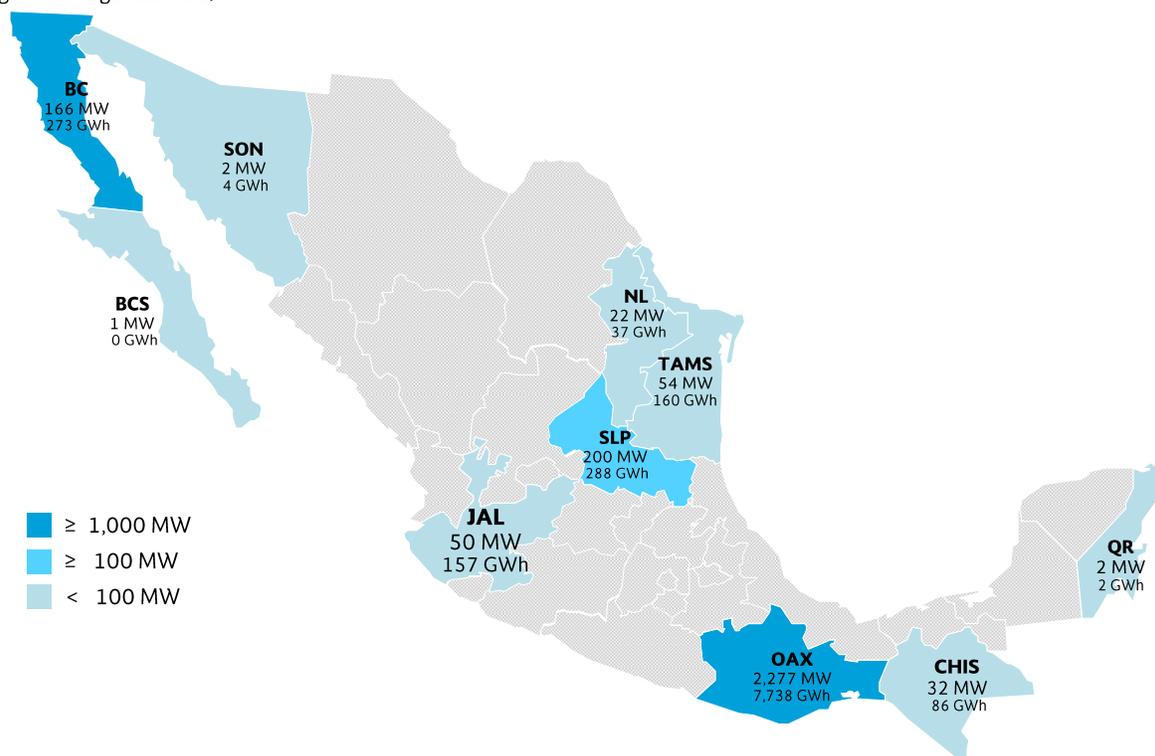
**TABLA 2.3.7. CENTRALES DE GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Laguna Verde	VER	02-Oriental	CFE	1,510	1,510	11,577
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>1,510</b>	<b>1,510</b>	<b>11,577</b>

<sup>1/</sup> CFE: Comisión Federal de Electricidad. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

### MAPA 2.3.8. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES EÓLICAS 2015

(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

### TABLA 2.3.8. CENTRALES DE GENERACIÓN EÓLICA 2015

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Bii Nee Stipa Energía Eólica, S. A. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	26	26	90
2	Compañía Eólica de Tamaulipas, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	AUT.	54	54	160
3	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1, S. A. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	90	90	319
4	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 2, S. A. P. I. de C. V., Parque Eólico Piedra Larga Fase 2	OAX	02-Oriental	AUT.	138	138	537
5	Dominica Energía Limpia, S. de R.L. de C.V.	SLP	03-Occidental	AUT.	200	200	288
6	Eléctrica del Valle de México, S. de R. L. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	68	68	198
7	Eoliatec del Istmo, S. A. P. I. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	164	164	596
8	Eoliatec del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	160	160	716
9	Eólica de Arriaga, S. A. P. I. de C. V.	CHIS	02-Oriental	AUT.	32	32	86
10	Eólica El Retiro, S. A. P. I. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	74	74	206
11	Eólica Los Altos, S. A. P. I. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	50	55	157
12	Eólica Santa Catarina, S. de R. L. de C. V.	NL	06-Noreste	AUT.	22	22	37
13	Eólica Zopilotepec, S. A. P. I. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	70	70	273
14	Eurus, S. A. P. I. de C.V.	OAX	02-Oriental	AUT.	251	251	949
15	Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	80	80	190
16	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S.A. de C.V.	OAX	02-Oriental	AUT.	234	228	841
17	Municipio de Mexicali	BC	08-Baja California	AUT.	10	10	25
18	Parques Ecológicos de México, S. A. de	OAX	02-Oriental	AUT.	102	99	150

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	C. V.						
19	PE Ingenio, S. de R. L. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	50	50	0
20	Stipa Nayaa, S. A. de C. V.	OAX	02-Oriental	AUT.	74	74	288
21	Puerto Viejo (Guerrero Negro)	BCS	10-Mulegé	CFE	1	1	0
22	La Venta I-II	OAX	02-Oriental	CFE	84	84	201
23	Yuumil'iik	QR	07-Peninsular	CFE	2	2	2
24	Energía Sierra Juárez S. de R.L. de C.V.	BC	08-Baja California	EXP.	156	S/C	248
25	Energía Sonora PPE, S.C.	SON	04-Noroeste	P.P.	2	2	4
26	Instituto de Investigaciones Eléctricas	OAX	02-Oriental	P.P.	0.3	0.3	0
27	La Mata (Sureste I Fase II) PIE	OAX	02-Oriental	PIE	102	105	257
28	La Venta III PIE	OAX	02-Oriental	PIE	103	105	288
29	Oaxaca I PIE	OAX	02-Oriental	PIE	102	105	333
30	Oaxaca II PIE	OAX	02-Oriental	PIE	102	105	430
31	Oaxaca III PIE	OAX	02-Oriental	PIE	102	105	390
32	Oaxaca IV PIE	OAX	02-Oriental	PIE	102	105	485
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>2,805</b>	<b>2,662</b>	<b>8,745</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; EXP: Exportación; P.P: Pequeña Producción; PIE: Productor Independiente de Energía. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

### MAPA 2.3.9.A. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES GEOTERMOLÉCTRICAS 2015

(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

MAPA 2.3.9.B. PERMISOS Y CONCESIONES OTORGADAS EN GEOTERMIA



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

TABLA 2.3.9. CENTRALES DE GENERACIÓN GEOTERMOELÉCTRICA 2015

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Geotérmica para el Desarrollo, S.A.P.I. de C.V.	NAY	03-Occidental	AUT.	52	10	40
2	Cerro Prieto I	BC	08-Baja California	CFE	30	30	4,028
3	Cerro Prieto II	BC	08-Baja California	CFE	220	220	0
4	Cerro Prieto III	BC	08-Baja California	CFE	220	220	0
5	Cerro Prieto IV	BC	08-Baja California	CFE	100	100	0
6	Los Azufres	MICH	03-Occidental	CFE	225	225	1,750
7	Los Humeros	PUE	02-Oriental	CFE	69	69	465
8	Tres Vírgenes	BCS	10-Mulegé	CFE	10	10	48
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>926</b>	<b>884</b>	<b>6,331</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

### MAPA 2.3.10. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES SOLARES 2015

(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

### TABLA 2.3.10. CENTRALES DE GENERACIÓN SOLAR 2015

(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Autoabastecimiento Renovable, S. A. de C. V.	AGS	03-Occidental	AUT.	1	1	3
2	Coppel, S. A. de C. V.	SON	04-Noroeste	AUT.	1	1	1
3	Generadora Solar Apaseo, S. A. P. I. de C. V.	GTO	03-Occidental	AUT.	1	1	0
4	Iusasol Base, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	AUT.	1	1	0
5	Plamex, S. A. de C. V.	BC	08-Baja California	AUT.	1	1	2
6	Tai Durango Uno, S. A. P. I. de C. V.	DGO	05-Norte	AUT.	16	15	29
7	Cerro Prieto	BC	08-Baja California	CFE	5	5	11
8	Sta. Rosalía (Tres Vírgenes)	BCS	10-Mulegúe	CFE	1	1	2
9	Servicios Comerciales de Energía, S. A. de C. V. (Aura Solar)	BCS	09-Baja California Sur	P.P.	30	30	30
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>56</b>	<b>56</b>	<b>78</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; P.P: Pequeña Producción. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.



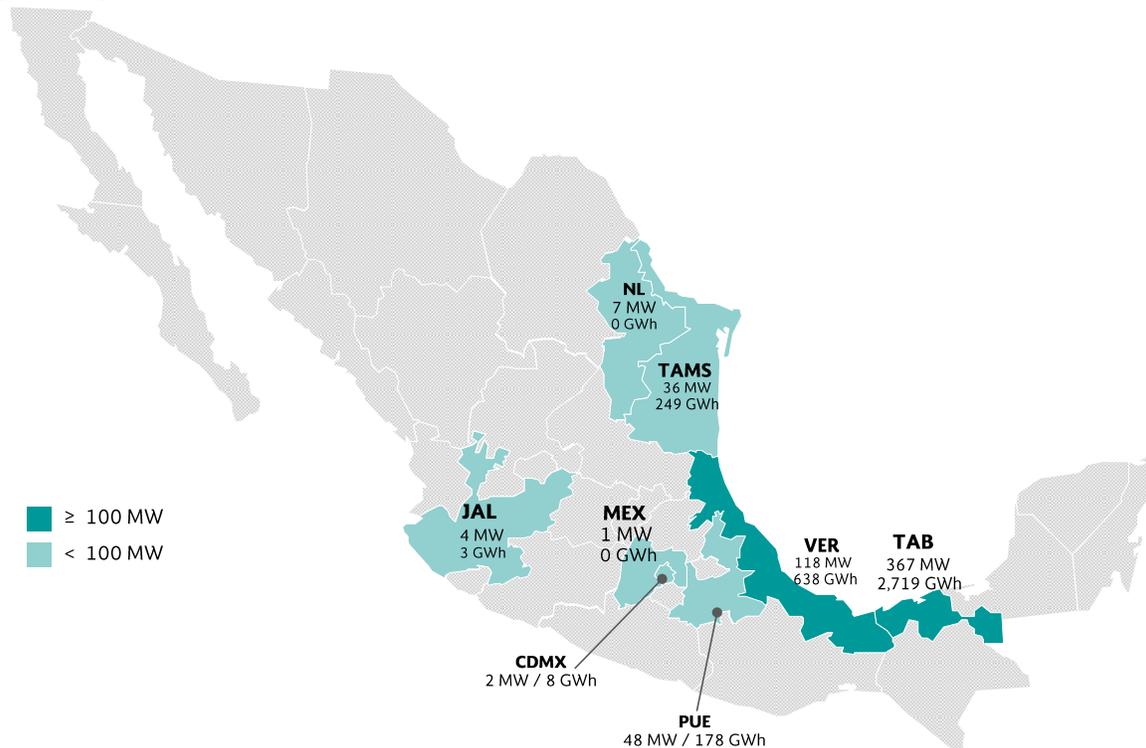
No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
	C. V.						
23	Ingenio San Francisco Ameca, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	5	S/C	14
24	Ingenio San Miguelito, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	5	S/C	7
25	Ingenio San Rafael de Pucté, S. A. de C. V.	QR	07-Peninsular	AUT.	9	S/C	40
26	Ingenio Tala, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	12	S/C	1
27	Ingenio Tamazula, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	AUT.	10	S/C	45
28	Ingenio Tres Valles, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	12	40	0
29	Kimberly-Clark de México, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	AUT.	10	10	0
30	Lorean Energy Group, S. A. P. I. de C. V.	COAH	06-Noreste	AUT.	2	2	0
31	Nacional Financiera, Sociedad Nacional de Crédito, Institución de Banca de desarrollo, Como Fiduciaria En El Fideicomiso denominado "Fideicomiso Ingenio Emiliano Zapata"	MOR	01-Central	AUT.	9	S/C	18
32	Servicios de Agua Y Drenaje de Monterrey, Institución Pública descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Dulces Nombres	NL	06-Noreste	AUT.	9	S/C	0
33	Servicios de Agua Y Drenaje de Monterrey, Institución Pública descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Norte	NL	06-Noreste	AUT.	2	S/C	0
34	Sociedad Autoabastecedora de Energía Verde de Aguascalientes, S. de R. L. de C. V.	AGS	03-Occidental	AUT.	3	3	11
35	Tmq Generación Energía Renovable, S. A. P. I. de C. V.	QRO	03-Occidental	AUT.	1	3	0
36	Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez, S. A. de C. V.	CHIH	05-Norte	AUT.	6	6	25
37	Destilería del Golfo, S.A. de C.V. (Alcoholera de Zapopan, S.A. de C.V.)	VER	02-Oriental	COG.	8	8	7
38	Atltec, S. A. de C. V.	QRO	03-Occidental	COG.	1	1	4
39	Atltec, S. A. de C. V., Planta El Ahogado	JAL	03-Occidental	COG.	3	S/C	8
40	Bio Pappel, S. A. B. de C. V., Planta Atenquique	JAL	03-Occidental	COG.	16	S/C	27
41	Bioenergía de Nuevo León, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	COG.	17	17	99
42	Conservas La Costeña, S. A. de C. V. y Jugomex, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	1	S/C	4
43	Energía Renovable de Cuautla, S. A. de C. V.	MOR	01-Central	COG.	1	1	0
44	Huixtla Energía, S. A de C. V.	CHIS	02-Oriental	COG.	12	12	23
45	Piasa Cogeneración, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	COG.	40	40	132
46	Renova Atltec, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	COG.	11	S/C	0
47	Tala Electric, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	COG.	25	25	94
48	Ener-G, S. A. de C. V.	DGO	05-Norte	P.P.	2	2	2
49	Energreen Energía Pi, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	P.P.	1	1	1
50	Central Motzorongo, S.A. de C.V.	VER	02-Oriental	U.P.C.	20	S/C	13
51	Compañía Azucarera La Concepcion, S.A. de C.V.	VER	02-Oriental	U.P.C.	4	S/C	1
52	Compañía Industrial Azucarera, S.A. de C.V.	VER	02-Oriental	U.P.C.	6	S/C	13
53	Fideicomiso Ingenio Atencingo	PUE	02-Oriental	U.P.C.	15	S/C	29
54	Fideicomiso Ingenio La Providencia	VER	02-Oriental	U.P.C.	7	S/C	10
55	Ingenio El Carmen, S.A.	VER	02-Oriental	U.P.C.	7	S/C	6
56	Ingenio El Modelo, S.A.	VER	02-Oriental	U.P.C.	9	S/C	12
57	Ingenio El Potrero, S.A.	VER	02-Oriental	U.P.C.	10	S/C	20
58	Ingenio El Refugio, S.A. de C.V.	OAX	02-Oriental	U.P.C.	4	S/C	1
59	Ingenio La Gloria, S.A.	VER	02-Oriental	U.P.C.	53	22	18
60	Ingenio La Margarita, S. A. de C. V.	OAX	02-Oriental	U.P.C.	7	S/C	27
61	Ingenio Mahuixtlán, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	U.P.C.	3	S/C	5
62	Fomento Azucarero del Golfo, S.A. (Ingenio Panuco, S.A.P.I. de C.V.)	VER	06-Noreste	U.P.C.	18	S/C	27
63	Ingenio Plan de Ayala, S.A. de C.V.	SLP	06-Noreste	U.P.C.	16	S/C	24
64	Ingenio Queseria, S.A. de C.V.	COL	03-Occidental	U.P.C.	6	S/C	25
65	Ingenio San José de Abajo, S.A. de C.V.	VER	02-Oriental	U.P.C.	8	S/C	7
66	Ingenio San Miguel del Naranjo, S.A. de C.V.	SLP	03-Occidental	U.P.C.	49	49	93

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
67	Ingenio San Nicolás, S.A. de C.V.	VER	02-Oriental	U.P.C.	14	14	45
68	Ingenio Santa Clara, S.A. de C.V.	MICH	03-Occidental	U.P.C.	9	S/C	13
69	Nacional Financiera, Sociedad Nacional de Crédito, Institución de Banca de desarrollo, Como Fiduciaria En El Fideicomiso Ingenio Casasano	MOR	01-Central	U.P.C.	3	S/C	5
70	Santa Rosalía de La Chontalpa S.A. de C.V.	TAB	02-Oriental	U.P.C.	25	25	16
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>760</b>	<b>295</b>	<b>1,369</b>

<sup>1/</sup> AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; P.P: Pequeña Producción; U.P.C: Usos Propios Continuos. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**MAPA 2.3.12. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)



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

**TABLA 2.3.12. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2015**  
(Megawatt / Gigawatt-hora)

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema <sup>1/</sup>	Capacidad Bruta (MW)	Capacidad en contrato de interconexión <sup>2/</sup> (MW)	Generación Bruta (GWh)
1	Ce G. Sanborns, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	COG.	1	1	8
2	Ce G. Sanborns 2, S. A. de C. V.	CDMX	01-Central	COG.	1	S/C	0
3	Ce G. Sanborns Satélite, S. A. de C. V.	MEX	01-Central	COG.	1	S/C	0
4	Cogeneración de Energía Limpia de Cosoleacaque, S. A. de C. V.	VER	02-Oriental	COG.	118	118	638
5	Energía Mk Kf, S. A. de C. V.	TAMS	06-Noreste	COG.	36	36	249
6	Energía San Pedro, S.C. de R.L. de C.V.	NL	06-Noreste	COG.	2	2	0
7	Papeles y Conversiones de México, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	COG.	5	S/C	0
8	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	TAB	02-Oriental	COG.	367	367	2,719
9	Productos Alimenticios La Moderna, S. A. de C. V.	JAL	03-Occidental	COG.	4	S/C	3
10	Sky Eps Supply, S. A. de C. V.	PUE	02-Oriental	COG.	27	27	155
11	Sky Eps Supply SM, S. A. de C. V.	PUE	02-Oriental	COG.	20	20	23
<b>Total<sup>3/</sup></b>					<b>583</b>	<b>572</b>	<b>3,795</b>

<sup>1/</sup> COG: Cogeneración. <sup>2/</sup> Centrales con contrato de interconexión con el CENACE (S/C: sin contrato de interconexión). <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 2.4.1. PERMISOS OTORGADOS O TRAMITADOS AL AMPARO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Esquema	Definición	Fundamento
<b>Autoabastecimiento</b>	<p>Se entiende como autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de copropietarios o socios.</p> <p>En el caso de ser varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, éstos tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de sus socios. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no formen parte de la sociedad al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de autoabastecimiento tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción I, de la LSPEE, 78 y 101 de su Reglamento.</p>
<b>Cogeneración</b>	<p>Se define como cogeneración a:</p> <p>I) La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;                      II) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o                      III) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.</p> <p>En la modalidad de permiso de cogeneración es indispensable que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:</p> <p>a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o                      b) Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de cogeneración tendrá una duración indefinida, a menos que se modifique el destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción II, de la LSPEE, 78, 103 y 104 de su Reglamento.</p>
<b>Producción independiente (PIE)</b>	<p>Corresponde a la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente para su venta a la CFE, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan, o a la exportación.</p> <p>El permiso bajo esta modalidad se otorga por un plazo de hasta treinta años. El mismo puede ser renovado a su término siempre que cumpla con las disposiciones legales aplicables.</p>	<p>Artículos 36, fracción III, de la LSPEE, 78 y 108 de su Reglamento.</p>
<b>Pequeña Producción</b>	<p>Corresponde a la generación de energía eléctrica destinada a:</p> <p>I) La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, la capacidad del proyecto, en un área determinada, no podrá exceder los 30 MW,                      II) El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, y                      III) La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.</p> <p>Respecto a los incisos I y III, el permisionario no podrá ser titular, en una misma área de pequeña producción, de proyectos cuya suma de potencia exceda de 30 MW.</p> <p>En relación al inciso II, los solicitantes del permiso, tratándose de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas deberán:</p> <p>I) Constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebrar convenios de cooperación solidaria para dicho propósito de autoabastecimiento, y                      II) Mencionar las personas a quienes se hará entrega de la energía eléctrica y las condiciones en que se efectuará la misma a los consumidores finales, de acuerdo con las bases que se establezcan en los convenios respectivos.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de pequeña producción tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción IV, de la LSPEE, 78 y 111 de su Reglamento.</p>
<b>Importación</b>	<p>Se otorgan permisos para importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios, proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma.</p>	<p>Artículos 36, fracción V, de la LSPEE, 78 y 120 de su Reglamento.</p>

Esquema	Definición	Fundamento
	<p>El permiso otorgado bajo la modalidad de importación tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	
<b>Exportación</b>	<p>Se otorgan permisos para exportación de electricidad generada por proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos.</p> <p>Los permisionarios de exportación no podrán enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso para cambiar el destino de la misma.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de exportación tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, para lo que se requiere ajustarse a las modalidades de generación en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción V, de la LSPEE, 78 y 116 de su Reglamento.</p>
<b>Usos Propios Continuos</b>	<p>Se otorgaron permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales individualmente consideradas, siendo condición indispensable la imposibilidad o la inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la CFE.</p> <p>Los titulares de los permisos quedan obligados a contribuir, en la medida de sus posibilidades con energía eléctrica para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o la restricción. Asimismo, dichos permisos tendrán duración indefinida mientras subsistan los fines para los que fueron otorgados, la conveniencia pública de realizarlos y se cumplan las normas legales aplicables.</p>	<p>Artículo 36 de la LSPEE, publicada en el DOF el 22 de diciembre de 1975.</p>

Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 2.6.1. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2015

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad <sup>1/</sup> (MW)
<b>01-CENTRAL</b>				
<b>QUERÉTARO (30)</b>	<b>CENTRAL (31)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,200</b>
Querétaro Maniobras	Tula	2	400	
Héroes de Carranza	Tula	1	230	
La Manga	Valle de México	1	230	
Daño	Jilotepec	1	230	
<b>LÁZARO CÁRDENAS (29)</b>	<b>CENTRAL (31)</b>		<b>400 / 115</b>	<b>2,900</b>
Pitirera	Donato Guerra	2	400	
Los Azufres	Ciudad Hidalgo	1	115	
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	1	400	
<b>POZA RICA (32)</b>	<b>CENTRAL (31)</b>		<b>400</b>	<b>4,000</b>
Poza Rica	Pachuca Potencia	1	400	
Tuxpan	Texcoco	3	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	2	400	
<b>PUEBLA (34)</b>	<b>CENTRAL (31)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>3,000</b>
San Martín Potencia	Texcoco	1	400	
San Lorenzo Potencia	Texcoco	1	400	
Yautepec	Topilejo	3	400	
Zapata	Tianguiestenco	1	230	
Zapata	Cuernavaca	2	85	
Zocac	Texcoco	2	230	
<b>02-ORIENTAL</b>				
<b>ACAPULCO (35)</b>	<b>PUEBLA (34)</b>		<b>230</b>	<b>300</b>
Mezcala	Zapata	2	230	
<b>VERACRUZ (33)</b>	<b>PUEBLA (34)</b>		<b>400</b>	<b>1,200</b>
Laguna Verde	Puebla II	1	400	
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	1	400	
<b>VERACRUZ (33)</b>	<b>TEMASCAL (36)</b>		<b>230</b>	<b>440</b>
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	2	230	
<b>VERACRUZ (33)</b>	<b>POZA RICA (32)</b>		<b>400</b>	<b>750</b>
Laguna Verde	Papantla	1	400	
<b>GRIJALVA (39)</b>	<b>TEMASCAL (36)</b>		<b>400</b>	<b>2,800</b>
Manuel Moreno Torres	Juile	3	400	
<b>GRIJALVA (39)</b>	<b>COATZACOALCOS (37)</b>		<b>400</b>	<b>2,000</b>
Malpaso II	Minatitlán II	2	400	
Malpaso II	Coatzacoalcos II	1	400	
<b>COATZACOALCOS (37)</b>	<b>TEMASCAL (36)</b>		<b>400</b>	<b>1,200</b>
Minatitlán II	Temascal II	1	400	
Chinameca Potencia	Temascal II	1	400	
<b>POZA RICA (32)</b>	<b>PUEBLA (34)</b>		<b>230</b>	<b>310</b>
Mazatepec	Zocac	1	230	
Jalacingo	Zocac	1	230	
<b>TEMASCAL (36)</b>	<b>PUEBLA (34)</b>		<b>400</b>	<b>3,000</b>
Temascal II	Ojo de Agua Potencia	1	400	
Temascal II	Puebla II	1	400	
Temascal II	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	2	400	
<b>IXTEPEC (40)</b>	<b>TEMASCAL (36)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>2,500</b>
Ixtepec Potencia	Juile	2	400	
Juchitán II	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	2	230	
<b>GRIJALVA (39)</b>	<b>TABASCO (38)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>960</b>
Malpaso II	Peñitas	2	230	
Malpaso II	Tabasco	2	400	
<b>03-OCCIDENTAL</b>				
<b>TEPIC (22)</b>	<b>GUADALAJARA (23)</b>		<b>400</b>	<b>1,200</b>
Tepic II	Cerro Blanco	2	400	
<b>MANZANILLO (27)</b>	<b>GUADALAJARA (23)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>2,100</b>
Manzanillo	Acatlán	1	400	
Manzanillo	Atequiza	1	400	
Tapeixtles	Mazamitla	1	400	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad <sup>1/</sup>
Colima II	Ciudad Guzmán	1	230	
<b>GUADALAJARA (23)</b>	<b>AGUASCALIENTES (24)</b>		<b>400</b>	<b>1,000</b>
Atequiza	Aguascalientes Potencia	1	400	
Tesistán	Aguascalientes Potencia	1	400	
<b>GUADALAJARA (23)</b>	<b>SALAMANCA (26)</b>		<b>400</b>	<b>700</b>
Atequiza	Salamanca II	1	400	
<b>GUADALAJARA (23)</b>	<b>CARAPAN (28)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>700</b>
Mazamitla	Carapan	1	400	
Ocotlán	Zamora	1	230	
<b>GUADALAJARA (23)</b>	<b>LÁZARO CÁRDENAS (29)</b>		<b>400</b>	<b>600</b>
Mazamitla	Pitirera	1	400	
<b>LÁZARO CÁRDENAS (29)</b>	<b>CARAPAN (28)</b>		<b>400</b>	<b>600</b>
Lázaro Cárdenas	Carapan	1	400	
<b>CARAPAN (28)</b>	<b>SALAMANCA (26)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>700</b>
Carapan	Salamanca II	1	400	
Carapan	Abasolo II	1	230	
<b>AGUASCALIENTES (24)</b>	<b>SALAMANCA (26)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,400</b>
Potrerrillos	Las Fresas	2	400	
León II	Irapuato II	1	230	
León IV	Irapuato II	1	230	
Sílao II	Irapuato II	1	230	
<b>SAN LUIS POTOSÍ (25)</b>	<b>AGUASCALIENTES (24)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,300</b>
El Potosí	Cañada	1	400	
El Potosí	Aguascalientes Potencia	1	400	
San Luis I	Aguascalientes Oriente	1	230	
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	1	230	
<b>QUERÉTARO (30)</b>	<b>SAN LUIS POTOSÍ (25)</b>		<b>230</b>	<b>300</b>
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	2	230	
<b>SALAMANCA (26)</b>	<b>QUERÉTARO (30)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,500</b>
Salamanca PV	Santa María	2	400	
Salamanca PV	Celaya III	2	230	
<b>LÁZARO CÁRDENAS (29)</b>	<b>ACAPULCO (35)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>	<b>350</b>
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	230	
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	400	
Lázaro Cárdenas	La Unión	1	115	
<b>04-NOROESTE</b>				
<b>CANANEA (2)</b>	<b>MOCTEZUMA (8)</b>		<b>400</b>	<b>370</b>
Nacozari	Nuevo Casas Grandes II	2	400	
<b>CANANEA (2)</b>	<b>HERMOSILLO (1)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>870</b>
Observatorio	Santa Ana	1	230	
Cananea	Santa Ana	1	230	
Nacozari	Hermosillo III	1	230	
Nacozari	Hermosillo V	2	400	
<b>HERMOSILLO (1)</b>	<b>OBREGÓN (3)</b>		<b>230</b>	<b>500</b>
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	2	230	
<b>OBREGÓN (3)</b>	<b>LOS MOCHIS (4)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>500</b>
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	1	230	
El Mayo	Los Mochis II	1	230	
Pueblo Nuevo	Choacahui	1	400	
<b>LOS MOCHIS (4)</b>	<b>CULIACÁN (5)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>650</b>
Guamúchil II	Culiacán III	2	230	
Choacahui	La Higuera	2	400	
<b>MAZATLÁN (6)</b>	<b>CULIACÁN (5)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,250</b>
El Habal	Culiacán Potencia	2	230	
Mazatlán II	La Higuera	2	400	
<b>MAZATLÁN (6)</b>	<b>TEPIC (22)</b>		<b>400</b>	<b>1,380</b>
Mazatlán II	Tepic	2	400	
<b>05-NORTE</b>				
<b>JÚAREZ (7)</b>	<b>MOCTEZUMA (8)</b>		<b>230</b>	<b>640</b>
Samalayuca	Moctezuma	3	230	
<b>MOCTEZUMA (8)</b>	<b>CHIHUAHUA (9)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>640</b>
Moctezuma	Chihuahua Norte	2	230	

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad <sup>1/</sup>
Moctezuma	El Encino	1	400	
<b>CHIHUAHUA (9)</b>	<b>LAGUNA (11)</b>		<b>230</b>	<b>330</b>
Camargo II	Gómez Palacio	2	230	
<b>LAGUNA (11)</b>	<b>DURANGO (10)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>550</b>
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	1	400	
Lerdo	Durango II	1	230	
<b>DURANGO (10)</b>	<b>AGUASCALIENTES (24)</b>		<b>230</b>	<b>300</b>
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	1	230	
<b>MAZATLÁN (6)</b>	<b>DURANGO (10)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>550</b>
Mazatlán	Durango II	1	230	
Mazatlán	Jerónimo Ortiz	1	400	
<b>LAGUNA (11)</b>	<b>SALTILLO (17)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>550</b>
Andalucía	Saltillo	1	230	
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
<b>RÍO ESCONDIDO (12)</b>	<b>CHIHUAHUA (9)</b>		<b>400</b>	<b>500</b>
Río Escondido	Hércules Potencia	1	400	
<b>06-NORESTE</b>				
<b>RÍO ESCONDIDO (12)</b>	<b>NUEVO LAREDO (13)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>400</b>
Carbón II	Arroyo del Coyote	1	400	
Río Escondido	Arroyo del Coyote	1	230	
Río Escondido	Ciudad Industrial	1	230	
<b>REYNOSA (14)</b>	<b>NUEVO LAREDO (13)</b>		<b>138</b>	<b>100</b>
Reynosa	Falcón	2	138	
<b>MATAMOROS (15)</b>	<b>REYNOSA (14)</b>		<b>400 / 230 / 138</b>	<b>1,400</b>
CC Anáhuac	Aeropuerto	2	400	
CC Anáhuac	Río Bravo	1	230	
Matamoros	Río Bravo	2	138	
<b>RÍO ESCONDIDO (12)</b>	<b>MONTERREY (16)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>2,100</b>
Carbón II	Lampazos	2	400	
Carbón II	Frontera	1	400	
Río Escondido	Frontera	1	400	
Nueva Rosita	Monclova	1	230	
<b>REYNOSA (14)</b>	<b>MONTERREY (16)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,600</b>
Aeropuerto	Ternium Man.	1	400	
Aeropuerto	Villa de García	1	400	
Aeropuerto	Glorias	1	400	
Aeropuerto	Huinalá	1	230	
<b>HUASTECA (19)</b>	<b>GÜÉMEZ (21)</b>		<b>400</b>	<b>1,500</b>
Champayán	Güémez	2	400	
<b>GÜÉMEZ (21)</b>	<b>MONTERREY (16)</b>		<b>400</b>	<b>1,500</b>
Güémez	Lajas	2	400	
Güémez	Regiomontano	1	400	
<b>SALTILLO (17)</b>	<b>AGUASCALIENTES (24)</b>		<b>400</b>	<b>1,200</b>
Ramos Arizpe Potencia	Primero de Mayo	1	400	
Ramos Arizpe Potencia	Primero de Mayo	1	400	
<b>HUASTECA (19)</b>	<b>POZA RICA (32)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,450</b>
Tamos	Poza Rica II	2	400	
Mínera Autlán	Pantepec	1	230	
<b>VALLES (18)</b>	<b>SAN LUIS POTOSÍ (25)</b>		<b>400</b>	<b>1,500</b>
Anáhuac Potencia	El Potosí	2	400	
<b>TAMAZUNCHALE (20)</b>	<b>QUERÉTARO (30)</b>		<b>400</b>	<b>1,700</b>
Las Mesas	Querétaro Maniobras	2	400	
<b>HUASTECA (19)</b>	<b>VALLES (18)</b>		<b>400</b>	<b>1,050</b>
Champayán	Anáhuac Potencia	2	400	
Altamira	Anáhuac Potencia	1	400	
<b>HUASTECA (19)</b>	<b>TAMAZUNCHALE (20)</b>		<b>400</b>	<b>1,200</b>
Champayán	Las Mesas	2	400	
<b>MONTERREY (16)</b>	<b>SALTILLO (17)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,450</b>
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	2	400	
Villa de García	Saltillo	1	230	
Villa de García	Cementos Apasco	1	230	
<b>07-PENINSULAR</b>				
<b>TABASCO (38)</b>	<b>LERMA (41)</b>		<b>400 / 230</b>	<b>1,150</b>

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión	Capacidad <sup>1/</sup>
Los Ríos	Santa Lucía	1	230	
Macuspana II	Santa Lucía	1	230	
Tabasco	Escárcega	2	400	
<b>LERMA (41)</b>	<b>MÉRIDA (42)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>	<b>800</b>
Lerma	Mérida II	1	115	
Lerma	Ticul II	1	230	
Escárcega Potencia	Ticul II	2	400	
<b>MÉRIDA (42)</b>	<b>CANCÚN (43)</b>		<b>400 / 230 / 115</b>	<b>800</b>
Chemax	Nizuc	1	115	
Valladolid	Tulum	1	115	
Valladolid	Balam	1	230	
Valladolid	Nizuc	1	230	
Dzitnup	Riviera Maya	2	400	
<b>MÉRIDA (42)</b>	<b>CHETUMAL (44)</b>		<b>230 / 115</b>	<b>150</b>
Kambul	Polyuc	1	115	
Ticul II	Xul-Ha	1	230	
<b>CANCÚN (43)</b>	<b>COZUMEL (45)</b>		<b>34.5</b>	<b>54</b>
Playa del Carmen	Chankanaab II	1	34.5	
Playa del Carmen	Chankanaab II	2	34.5	
<b>08-BAJA CALIFORNIA</b>				
<b>TIJUANA (46)</b>	<b>MEXICALI (48)</b>		<b>230</b>	<b>510</b>
La Herradura	Rumorosa	1	230	
La Herradura	La Rosita	1	230	
<b>TIJUANA (46)</b>	<b>ENSENADA (47)</b>		<b>230 / 115</b>	<b>200</b>
Presidente Juárez	Popotla	1	115	
Presidente Juárez	Puerto Nuevo	1	115	
Presidente Juárez	La Jovita	1	230	
Presidente Juárez	Lomas	1	230	
<b>TIJUANA (46)</b>	<b>E.U.A. - WECC</b>		<b>230</b>	<b>408</b>
Tijuana I	Otay	1	230	
La Rosita	Imperial Valley	1	230	
<b>MEXICALI (48)</b>	<b>SAN LUIS RÍO COLORADO (49)</b>		<b>161 / 230</b>	<b>315</b>
Mexicali II	Ruíz Cortines	1	161	
Cerro Prieto I	Ruíz Cortines	1	161	
Cerro Prieto II	Parque Industrial San Luis	1	230	
Cerro Prieto II	Chapultepec	1	230	
<b>09-BAJA CALIFORNIA SUR</b>				
<b>VILLA CONSTITUCIÓN (50)</b>	<b>LA PAZ (51)</b>		<b>115</b>	<b>90</b>
Villa Constitución	Las Pílas	2	115	
<b>LA PAZ (51)</b>	<b>LOS CABOS (52)</b>		<b>230 / 115</b>	<b>180</b>
Olas Altas	El Palmar	2	230	
El Triunfo	Santiago	1	115	
			<b>Total<sup>2/</sup></b>	<b>71,397</b>

<sup>1/</sup> Bajo condiciones de demanda máxima (verano). <sup>2/</sup> La región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**TABLA 3.2.1. CONSUMO DE ENERGÍA**  
(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN	SEN
2004	47,255	34,634	45,177	14,609	17,200	37,279	7,020	10,252	1,429	203,174	214,855
2005	49,129	36,208	47,734	15,506	18,254	38,630	7,218	10,466	1,552	212,679	224,697
2006	50,523	37,452	49,239	15,966	18,752	40,205	7,721	11,088	1,712	219,858	232,658
2007	51,953	38,322	51,603	16,616	19,416	41,068	8,353	11,272	1,841	227,332	240,445
2008	52,430	39,107	52,405	16,690	19,347	41,824	8,854	11,418	2,068	230,656	244,142
2009	52,158	39,096	52,179	16,997	19,437	41,470	9,216	11,100	2,121	230,553	243,774
2010	54,227	40,098	55,602	17,339	20,403	43,442	9,206	10,991	2,152	240,317	253,460
2011	55,108	42,447	60,066	19,251	22,116	47,379	9,735	11,426	2,302	256,103	269,831
2012	54,866	43,835	61,665	20,097	22,484	47,776	9,938	12,020	2,353	260,661	275,034
2013	53,891	44,224	61,974	20,466	22,679	47,581	10,300	11,996	2,386	261,115	275,497
2014	53,228	44,901	63,540	21,089	23,150	48,559	10,635	12,598	2,460	265,101	280,160
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,617	13,122	2,546	272,564	288,232

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.2. USOS PROPIOS**

(Megawatt; Gigawatt-hora)

Año	1 Central		2 Oriental		3 Occidental		4 Noroeste		5 Norte		6 Noreste		7 Peninsular		8 Baja California		9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)												
2004	260	1,455	331	1,770	218	1,813	111	718	93	604	303	1,858	31	232	47	358	12	91
2005	260	1,252	328	1,755	477	2,376	96	732	75	548	308	1,891	36	244	60	433	15	99
2006	260	1,150	312	1,669	476	2,335	106	717	84	509	267	1,638	28	221	56	412	16	99
2007	222	1,188	290	2,022	412	2,680	136	703	99	527	314	1,799	43	176	56	423	18	108
2008	195	1,209	278	1,769	341	2,215	128	698	89	518	303	1,871	28	181	76	414	20	112
2009	214	1,250	262	1,685	338	2,274	142	737	86	517	302	1,822	31	202	73	415	21	117
2010	224	1,351	278	1,751	370	2,515	170	815	80	484	302	1,854	34	204	82	404	22	116
2011	233	1,451	292	1,881	368	2,547	181	925	83	496	332	2,072	40	252	78	397	20	110
2012	222	1,532	322	2,072	450	2,861	180	1,060	135	549	467	2,096	78	266	97	425	22	128
2013	206	1,322	330	1,866	451	2,783	194	938	112	580	285	1,873	60	266	88	401	22	119
2014	172	1,279	342	1,899	425	2,766	185	992	145	530	253	1,897	74	270	94	449	23	122
2015 <sup>2/</sup>	159	940	174	1,048	345	2,117	124	612	83	352	253	1,742	31	123	81	405	22	119

Año	SIN		SEN	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)
2004	1,347	8,450	1,406	8,899
2005	1,580	8,798	1,655	9,330
2006	1,533	8,239	1,605	8,750
2007	1,516	9,095	1,590	9,626
2008	1,362	8,462	1,458	8,988
2009	1,376	8,487	1,470	9,018
2010	1,458	8,975	1,561	9,495
2011	1,529	9,625	1,627	10,132
2012	1,855	10,435	1,973	10,989
2013	1,638	9,628	1,748	10,147
2014	1,596	9,632	1,712	10,204
2015 <sup>2/</sup>	1,169	6,936	1,272	7,460

<sup>1/</sup> Incluye Mulegé y La Paz. <sup>2/</sup> Se reportan los Usos Propios correspondientes a los autobastecidos para generación. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.3. CONSUMO FINAL**  
(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SEN
2003	90,628	84,958	128,863	36,215	40,433	58,095	16,374	25,557	3,397	323,014
2004	92,478	86,692	131,493	36,954	41,863	59,844	17,331	26,604	3,639	331,266
2005	94,976	89,641	137,382	38,925	46,278	97,434	17,781	26,943	3,962	368,882
2006	96,624	92,981	141,342	40,095	47,548	102,942	19,089	28,866	4,352	382,559
2007	98,448	96,163	148,499	41,760	48,939	104,325	21,036	29,265	4,738	395,449
2008	100,349	98,521	150,088	41,916	48,703	106,109	22,456	29,831	5,316	402,192
2009	102,064	98,760	147,778	42,599	48,718	103,976	23,158	29,160	5,482	401,130
2010	104,366	100,933	155,569	43,701	51,139	111,783	23,182	28,814	5,489	416,651
2011	109,620	106,548	145,797	48,793	55,000	121,824	24,409	30,132	5,981	432,069
2012	113,377	105,951	149,879	50,685	55,957	122,823	25,045	31,542	6,143	440,934
2013	116,455	105,877	151,284	51,788	56,217	122,966	25,962	31,662	6,249	445,640
2014	117,193	107,958	155,855	53,390	58,778	125,840	27,065	33,366	6,419	457,243
2015	118,829	112,218	162,273	55,399	60,998	127,962	28,738	35,787	6,631	472,557

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.4. DEMANDA MÁXIMA BRUTA**  
(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN
2004	8,047	5,425	6,523	2,606	2,853	6,148	1,087	1,856	247	29,301
2005	8,287	5,684	7,047	2,872	2,997	6,068	1,174	1,909	278	31,268
2006	8,419	5,882	7,106	2,916	3,113	6,319	1,268	2,095	300	31,547
2007	8,606	5,786	7,437	3,059	3,130	6,586	1,275	2,208	324	32,577
2008	8,435	6,181	8,069	3,072	3,328	6,780	1,375	2,092	360	33,680
2009	8,702	6,071	7,763	3,285	3,248	6,886	1,435	2,129	367	33,568
2010	9,004	6,356	8,175	3,617	3,385	7,070	1,520	2,229	383	35,310
2011	8,844	6,577	8,669	3,772	3,682	7,587	1,544	2,237	393	37,256
2012	8,651	6,626	8,975	3,870	3,725	7,798	1,558	2,302	409	38,000
2013	8,411	6,709	9,207	4,087	3,841	7,781	1,628	2,225	428	38,138
2014	8,192	6,767	9,104	4,034	3,955	7,876	1,664	2,350	454	39,000
2015	8,151	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	457	39,840

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Fuente: Información preliminar al cierre de 2015. Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.5. ENERGÍA ELÉCTRICA DE AUTOABASTECIMIENTO REMOTO**  
(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>
2004	1,319	770	1,353	6	977	3,666	36	53	0
2005	1,479	855	1,811	1	1,314	3,393	34	0	0
2006	1,633	1,073	1,693	9	1,425	3,850	22	0	0
2007	1,681	1,096	2,298	13	1,480	4,022	37	0	0
2008	1,947	1,142	2,268	13	1,451	3,934	17	0	0
2009	1,923	1,322	2,543	69	979	3,826	41	0	0
2010	1,473	1,423	2,693	290	1,641	4,252	110	17	0
2011	1,544	1,369	2,596	326	1,644	4,244	101	49	0
2012	1,598	1,670	2,651	394	1,887	3,847	110	127	0
2013	1,868	2,398	3,137	666	1,860	4,946	132	444	0
2014	2,373	2,764	4,096	2,026	2,078	5,282	213	590	0
2015	2,990	3,162	5,241	2,477	2,165	6,603	336	876	0

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.6. PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD**  
(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>
2004	13,321	6,118	5,806	1,573	2,198	3,780	1,007	973	124
2005	14,602	6,294	5,962	1,799	2,271	4,261	1,044	1,052	132
2006	15,856	6,547	6,327	1,884	2,382	4,253	1,134	1,054	162
2007	16,886	6,043	6,087	1,993	2,568	4,494	1,184	1,094	154
2008	16,848	6,332	6,604	2,020	2,586	4,584	1,189	1,060	183
2009	16,709	6,361	7,224	2,061	2,672	4,989	1,292	965	177
2010	18,088	6,612	7,943	1,956	2,866	4,327	1,269	982	206
2011	17,116	6,999	8,920	2,062	3,280	4,699	1,339	986	199
2012	15,542	6,928	8,844	2,142	3,278	4,740	1,317	1,082	177
2013	13,751	7,066	8,763	2,265	3,355	4,719	1,373	1,042	184
2014	12,885	7,016	8,822	2,300	3,024	4,715	1,333	1,027	198
2015	12,022	7,313	8,571	2,215	2,845	4,909	1,514	1,047	202

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.7. POBLACIÓN**  
(Millones)

Año	Población
2013	118
2014	120
2015	121
2016	122
2017	124
2018	125
2019	126
2020	127
2021	128
2022	129
2023	130
2024	132
2025	133
2026	134
2027	135
2028	136
2029	137
2030	137

Fuente: CONAPO.

**TABLA 3.2.8. PRECIO MEDIO DE ELECTRICIDAD**  
(Pesos/kilowatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN	SEN
2003	0.93	0.90	0.98	0.87	0.92	0.89	0.92	0.91	0.87	0.91	0.91
2004	1.02	1.00	1.05	0.98	1.03	0.99	1.04	1.03	1.09	1.01	1.02
2005	1.06	1.06	1.15	1.02	1.11	1.07	1.15	1.10	1.18	1.09	1.10
2006	1.19	1.17	1.24	1.13	1.23	1.17	1.24	1.20	1.23	1.20	1.20
2007	1.26	1.21	1.30	1.16	1.28	1.22	2.15	1.23	1.31	1.37	1.35
2008	1.35	1.34	1.43	1.30	1.43	1.35	1.59	1.39	1.44	1.40	1.40
2009	1.38	1.26	1.34	1.21	1.31	1.27	1.91	1.30	1.31	1.38	1.37
2010	1.51	1.36	1.45	1.32	1.41	1.39	2.60	1.36	1.42	1.58	1.54
2011	1.64	1.47	1.55	1.42	1.52	1.42	1.68	1.44	1.52	1.53	1.52
2012	1.67	1.55	1.58	1.51	1.62	1.57	1.75	1.54	1.60	1.60	1.60
2013	1.77	1.59	1.62	1.55	1.63	1.62	1.99	1.61	1.63	1.68	1.67
2014	1.89	1.67	1.71	1.62	1.67	1.68	1.92	1.66	1.70	1.74	1.72
2015	1.96	1.73	1.77	1.68	1.75	1.75	2.07	1.74	1.77	1.82	1.80

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.2.9. USUARIOS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD**  
(Número)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN	SEN
2003	7,031,300	7,165,406	7,571,440	2,660,597	1,367,222	1,575,884	986,540	912,269	155,528	28,358,389	29,426,186
2004	7,040,215	7,544,145	7,848,783	2,787,846	1,419,378	1,630,964	1,037,352	952,726	172,445	29,308,683	30,433,854
2005	7,060,233	7,279,554	8,169,424	2,919,134	1,474,498	1,686,502	1,090,584	1,002,311	184,238	29,679,929	30,866,477
2006	7,105,419	7,588,344	8,493,615	3,019,903	1,531,363	1,750,451	1,148,942	1,052,236	192,953	30,638,037	31,883,227
2007	7,132,268	7,917,563	8,860,582	3,152,272	1,624,692	1,815,710	1,203,286	1,101,022	206,306	31,706,372	33,013,700
2008	7,209,216	8,263,739	9,146,331	3,299,479	1,699,230	1,857,215	1,269,676	1,141,257	219,793	32,744,886	34,105,936
2009	7,273,283	8,559,684	9,434,423	3,403,409	1,731,063	1,888,752	1,307,073	1,157,083	227,015	33,597,688	34,981,785
2010	7,294,945	8,804,621	9,676,795	3,513,212	1,776,231	1,892,858	1,357,286	1,169,372	232,850	34,315,949	35,718,171
2011	7,616,357	9,054,904	8,671,001	3,573,407	1,801,039	1,894,345	1,417,700	1,198,625	240,614	34,028,753	35,467,992
2012	7,872,433	9,340,296	8,935,183	3,650,218	1,826,519	1,900,120	1,470,445	1,229,209	248,181	34,995,214	36,472,604
2013	8,100,068	9,615,020	9,176,821	3,719,035	1,860,146	1,983,354	1,540,337	1,257,025	256,755	35,994,780	37,508,560
2014	8,371,392	9,912,843	9,418,501	3,775,752	1,882,759	2,002,239	1,606,010	1,276,972	264,173	36,969,497	38,510,643
2015	8,573,821	10,240,123	9,717,811	3,938,295	1,953,620	2,053,028	1,663,763	1,321,087	276,507	38,140,461	39,738,055

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.1. PRONÓSTICO DE CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)**  
(Megawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN	SEN
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,617	13,122	2,546	272,564	288,232
2016	54,665	47,388	66,465	22,614	24,456	51,456	11,655	13,381	2,678	278,700	294,758
2017	56,117	48,833	68,764	23,704	25,252	53,435	12,048	13,733	2,830	288,153	304,716
2018	58,002	50,354	71,192	24,705	26,096	55,505	12,520	14,209	2,978	298,375	315,561
2019	60,232	52,031	73,750	25,745	26,964	57,679	13,038	14,715	3,121	309,439	327,275
2020	62,372	53,946	76,309	26,793	27,858	59,939	13,589	15,262	3,331	320,807	339,399
2021	63,879	55,704	78,889	27,889	28,717	62,420	14,162	15,840	3,494	331,658	350,992
2022	65,456	57,512	81,539	29,005	29,529	64,992	14,737	16,423	3,665	342,769	362,857
2023	67,073	59,487	84,190	30,151	30,405	67,688	15,358	17,035	3,845	354,352	375,231
2024	68,738	61,482	86,995	31,338	31,288	70,223	16,004	17,657	4,034	366,068	387,758
2025	70,658	63,761	89,985	32,578	32,191	72,947	16,673	18,293	4,232	378,793	401,317
2026	72,567	66,248	93,122	33,876	33,172	75,785	17,357	18,953	4,439	392,127	415,519
2027	74,593	68,656	96,347	35,148	34,169	78,720	18,067	19,638	4,657	405,700	429,996
2028	76,646	71,023	99,746	36,465	35,196	81,711	18,815	20,332	4,886	419,603	444,821
2029	78,815	73,487	103,209	37,839	36,256	84,708	19,597	21,062	5,126	433,911	460,098
2030	81,060	76,219	106,685	39,263	37,302	87,833	20,416	21,854	5,377	448,778	476,009
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>	<b>2.8</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>4.1</b>	<b>3.1</b>	<b>3.8</b>	<b>3.8</b>	<b>3.5</b>	<b>5.1</b>	<b>3.4</b>	<b>3.4</b>

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.2. PRONÓSTICO DE CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO BAJO)**  
(Megawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península r	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN	SEN
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,617	13,122	2,546	272,564	288,232
2016	54,539	47,280	66,316	22,563	24,398	51,296	11,626	13,313	2,678	278,017	294,008
2017	55,791	48,565	68,353	23,569	25,070	52,913	11,997	13,581	2,802	286,259	302,643
2018	57,072	49,484	70,372	24,424	25,805	54,584	12,419	13,981	2,930	294,160	311,071
2019	58,310	50,866	72,475	25,248	26,521	56,254	12,859	14,404	3,071	302,534	320,010
2020	59,625	52,447	74,620	26,141	27,200	57,964	13,330	14,856	3,254	311,327	329,437
2021	60,900	53,854	76,806	27,066	27,894	59,927	13,813	15,343	3,393	320,260	338,997
2022	61,999	55,289	79,081	28,000	28,532	61,926	14,303	15,810	3,540	329,129	348,479
2023	63,137	56,865	81,293	28,954	29,226	63,993	14,819	16,291	3,695	338,288	358,274
2024	64,292	58,438	83,620	29,933	29,915	65,864	15,343	16,776	3,856	347,405	368,036
2025	65,639	60,253	86,090	30,950	30,625	67,946	15,887	17,267	4,023	357,390	378,681
2026	66,963	62,240	88,674	32,008	31,389	70,073	16,426	17,776	4,198	367,772	389,747
2027	68,385	64,132	91,326	33,034	32,168	72,266	16,984	18,302	4,381	378,294	400,977
2028	69,737	65,963	94,110	34,089	32,959	74,484	17,572	18,832	4,571	388,915	412,317
2029	71,223	67,857	96,921	35,203	33,792	76,663	18,183	19,384	4,770	399,842	423,996
2030	72,739	69,971	99,721	36,361	34,581	78,941	18,827	19,990	4,977	411,139	436,106
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016- 2030</b>	<b>2.1</b>	<b>2.7</b>	<b>2.9</b>	<b>3.5</b>	<b>2.5</b>	<b>3.1</b>	<b>3.3</b>	<b>2.8</b>	<b>4.6</b>	<b>2.8</b>	<b>2.8</b>

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.3. PRONÓSTICO DE CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO ALTO)**  
(Megawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN	SEN
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,617	13,122	2,546	272,564	288,232
2016	55,214	47,815	66,884	22,674	24,618	51,951	11,734	13,509	2,695	280,890	297,095
2017	57,195	49,645	69,486	23,888	25,566	54,357	12,246	14,012	2,866	292,383	309,261
2018	59,580	51,587	72,343	25,042	26,555	56,909	12,856	14,615	3,036	304,871	322,521
2019	62,266	53,848	75,420	26,229	27,606	59,513	13,498	15,256	3,201	318,380	336,836
2020	64,998	56,369	78,462	27,426	28,704	62,247	14,189	15,941	3,436	332,394	351,771
2021	67,181	58,810	81,612	28,659	29,844	65,330	14,906	16,665	3,621	346,342	366,628
2022	69,485	61,315	84,810	29,905	30,934	68,544	15,650	17,382	3,816	360,643	381,842
2023	71,818	64,016	88,099	31,188	32,136	71,915	16,441	18,129	4,022	375,614	397,765
2024	74,227	66,752	91,518	32,528	33,357	75,165	17,258	18,898	4,240	390,805	413,943
2025	76,917	69,799	95,175	33,921	34,625	78,723	18,117	19,690	4,469	407,277	431,436
2026	79,653	73,106	99,051	35,376	35,992	82,423	18,994	20,519	4,711	424,595	449,825
2027	82,537	76,336	103,006	36,826	37,385	86,285	19,912	21,384	4,965	442,286	468,636
2028	85,409	79,605	107,294	38,360	38,843	90,279	20,889	22,270	5,234	460,678	488,182
2029	88,505	83,010	111,672	39,985	40,371	94,317	21,917	23,205	5,517	479,778	508,500
2030	91,709	86,789	116,176	41,697	41,936	98,589	23,011	24,222	5,815	499,908	529,945
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>	<b>3.6</b>	<b>4.2</b>	<b>3.9</b>	<b>4.5</b>	<b>3.9</b>	<b>4.6</b>	<b>4.7</b>	<b>4.2</b>	<b>5.7</b>	<b>4.1</b>	<b>4.1</b>

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.4. PRONÓSTICO DE CONSUMO DEL SEN POR ESCENARIOS**  
(Megawatt-hora)

Año	Bajo	TCA <sup>1/</sup>	Medio	TCA <sup>1/</sup>	Bajo	TCA <sup>1/</sup>
2015	288,232	2.9	288,232	2.9	288,232	2.9
2016	294,008	2.0	294,758	2.3	297,095	3.1
2017	302,643	2.9	304,716	3.4	309,261	4.1
2018	311,071	2.8	315,561	3.6	322,521	4.3
2019	320,010	2.9	327,275	3.7	336,836	4.4
2020	329,437	2.9	339,399	3.7	351,771	4.4
2021	338,997	2.9	350,992	3.4	366,628	4.2
2022	348,479	2.8	362,857	3.4	381,842	4.1
2023	358,274	2.8	375,231	3.4	397,765	4.2
2024	368,036	2.7	387,758	3.3	413,943	4.1
2025	378,681	2.9	401,317	3.5	431,436	4.2
2026	389,747	2.9	415,519	3.5	449,825	4.3
2027	400,977	2.9	429,996	3.5	468,636	4.2
2028	412,317	2.8	444,821	3.4	488,182	4.2
2029	423,996	2.8	460,098	3.4	508,500	4.2
2030	436,106	2.9	476,009	3.5	529,945	4.2
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>		<b>2.8</b>		<b>3.4</b>		<b>4.1</b>

<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE

**TABLA 3.3.5. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)**

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN
2015	8,154	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	457	39,840
2016	8,387	7,204	9,655	4,404	4,165	8,537	1,856	2,558	482	41,420
2017	8,564	7,484	10,055	4,625	4,311	8,919	1,930	2,633	510	43,017
2018	8,817	7,728	10,436	4,829	4,476	9,298	2,006	2,724	540	44,629
2019	9,083	7,996	10,825	5,032	4,631	9,698	2,089	2,819	576	46,315
2020	9,355	8,279	11,228	5,242	4,787	10,117	2,174	2,918	606	48,037
2021	9,646	8,566	11,639	5,451	4,936	10,541	2,264	3,022	637	49,780
2022	9,943	8,869	12,069	5,669	5,092	10,984	2,356	3,133	670	51,569
2023	10,257	9,186	12,510	5,894	5,251	11,448	2,453	3,250	704	53,432
2024	10,582	9,520	12,976	6,131	5,413	11,932	2,557	3,370	740	55,348
2025	10,922	9,873	13,459	6,374	5,581	12,429	2,663	3,495	778	57,409
2026	11,271	10,241	13,955	6,627	5,755	12,951	2,777	3,625	817	59,527
2027	11,633	10,628	14,476	6,895	5,933	13,493	2,894	3,759	859	61,725
2028	12,019	11,032	15,005	7,172	6,118	14,055	3,016	3,897	903	63,961
2029	12,410	11,454	15,558	7,456	6,305	14,644	3,144	4,041	949	66,340
2030	12,816	11,890	16,135	7,751	6,502	15,253	3,275	4,190	997	68,792
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>	<b>3.1</b>	<b>3.6</b>	<b>3.7</b>	<b>4.2</b>	<b>3.3</b>	<b>4.2</b>	<b>4.1</b>	<b>3.6</b>	<b>5.3</b>	<b>3.7</b>

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Los totales pueden no coincidir por redondeo.  
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO BAJO)**

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN
2015	8,154	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	457	39,840
2016	8,367	7,188	9,633	4,394	4,155	8,511	1,851	2,545	482	41,318
2017	8,515	7,443	9,995	4,599	4,280	8,832	1,922	2,604	505	42,730
2018	8,675	7,594	10,316	4,774	4,426	9,144	1,989	2,680	531	44,005
2019	8,793	7,817	10,638	4,935	4,555	9,458	2,060	2,759	567	45,295
2020	8,943	8,049	10,979	5,114	4,674	9,783	2,132	2,840	592	46,637
2021	9,196	8,282	11,332	5,290	4,795	10,120	2,208	2,927	619	48,084
2022	9,418	8,526	11,705	5,473	4,920	10,465	2,286	3,016	647	49,531
2023	9,655	8,781	12,080	5,660	5,047	10,823	2,367	3,108	677	51,023
2024	9,897	9,049	12,472	5,856	5,176	11,191	2,451	3,202	707	52,540
2025	10,146	9,330	12,876	6,055	5,309	11,577	2,538	3,299	739	54,179
2026	10,400	9,621	13,288	6,262	5,446	11,975	2,628	3,400	773	55,844
2027	10,665	9,927	13,722	6,480	5,585	12,386	2,721	3,503	808	57,570
2028	10,935	10,246	14,157	6,705	5,729	12,812	2,817	3,610	845	59,299
2029	11,214	10,577	14,610	6,937	5,876	13,253	2,917	3,719	883	61,147
2030	11,501	10,915	15,082	7,178	6,027	13,709	3,020	3,832	923	63,041
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>	<b>2.3</b>	<b>3.0</b>	<b>3.2</b>	<b>3.7</b>	<b>2.8</b>	<b>3.4</b>	<b>3.6</b>	<b>2.9</b>	<b>4.8</b>	<b>3.1</b>

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Los totales pueden no coincidir por redondeo.  
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.7. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO ALTO)**  
(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur <sup>1/</sup>	SIN
2015	8,154	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	457	39,840
2016	8,471	7,269	9,716	4,416	4,193	8,619	1,868	2,583	485	41,739
2017	8,729	7,609	10,160	4,661	4,365	9,073	1,962	2,686	517	43,638
2018	9,056	7,917	10,605	4,895	4,554	9,533	2,059	2,802	550	45,587
2019	9,390	8,275	11,070	5,127	4,742	10,006	2,162	2,922	591	47,634
2020	9,749	8,651	11,545	5,365	4,932	10,506	2,270	3,048	625	49,745
2021	10,144	9,044	12,041	5,602	5,130	11,033	2,383	3,179	661	51,949
2022	10,555	9,455	12,553	5,845	5,334	11,584	2,502	3,316	698	54,212
2023	10,983	9,885	13,091	6,096	5,550	12,163	2,626	3,458	737	56,583
2024	11,427	10,336	13,650	6,363	5,771	12,772	2,757	3,607	778	59,025
2025	11,890	10,808	14,235	6,636	6,002	13,413	2,894	3,762	821	61,655
2026	12,371	11,301	14,844	6,921	6,244	14,085	3,038	3,924	867	64,376
2027	12,872	11,817	15,477	7,224	6,491	14,789	3,190	4,093	916	67,203
2028	13,393	12,365	16,141	7,545	6,752	15,529	3,349	4,269	967	70,127
2029	13,936	12,939	16,834	7,879	7,020	16,305	3,516	4,453	1,022	73,251
2030	14,500	13,539	17,571	8,231	7,309	17,121	3,691	4,644	1,079	76,522
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>	<b>3.9</b>	<b>4.5</b>	<b>4.3</b>	<b>4.7</b>	<b>4.1</b>	<b>5.0</b>	<b>4.9</b>	<b>4.3</b>	<b>5.9</b>	<b>4.4</b>

<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.8. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN POR ESCENARIOS**  
(Megawatt-hora/hora)

Año	Bajo	TCA <sup>1/</sup>	Medio	TCA <sup>1/</sup>	Alto	TCA <sup>1/</sup>
2014	39,000	---	39,000	---	39,000	---
2015	39,840	2.2	39,840	2.2	39,840	2.2
2016	41,318	3.7	41,420	4.0	41,739	4.8
2017	42,730	3.4	43,017	3.9	43,638	4.5
2018	44,005	3.0	44,629	3.7	45,587	4.5
2019	45,295	2.9	46,315	3.8	47,634	4.5
2020	46,637	3.0	48,037	3.7	49,745	4.4
2021	48,084	3.1	49,780	3.6	51,949	4.4
2022	49,531	3.0	51,569	3.6	54,212	4.4
2023	51,023	3.0	53,432	3.6	56,583	4.4
2024	52,540	3.0	55,348	3.6	59,025	4.3
2025	54,179	3.1	57,409	3.7	61,655	4.5
2026	55,844	3.1	59,527	3.7	64,376	4.4
2027	57,570	3.1	61,725	3.7	67,203	4.4
2028	59,299	3.0	63,961	3.6	70,127	4.4
2029	61,147	3.1	66,340	3.7	73,251	4.5
2030	63,041	3.1	68,792	3.7	76,522	4.5
<b>TMCA<sup>2/</sup> (%) 2016-2030</b>		<b>3.1</b>		<b>3.7</b>		<b>4.4</b>

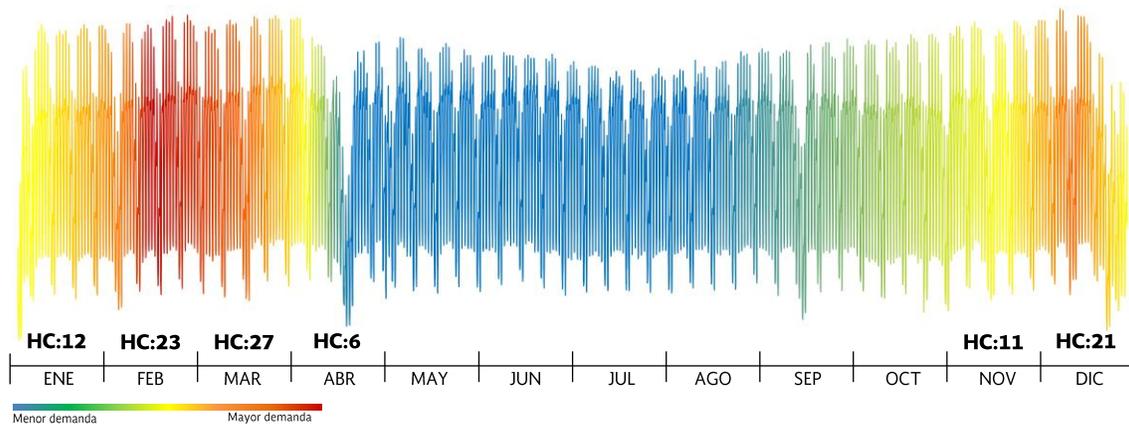
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**TABLA 3.3.9. DEMANDAS INTEGRADAS E INSTÁNTANEAS DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO 2016-2030**  
(Megawatt-hora/hora; Megawatt)

Año	Máxima de Verano (17:00 hrs)		Máxima Nocturna de Verano (22:00 hrs)		Mínima de Invierno (04:00 hrs)		Media de Invierno (15:00 hrs)		Máxima de Invierno (20:00 hrs)	
	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea	Integrada	Instantánea
2016	41,420	42,784	39,458	40,446	25,510	25,819	32,656	33,456	34,975	35,816
2017	43,017	44,394	40,937	41,962	26,402	26,721	33,822	34,652	36,194	37,066
2018	44,629	45,990	42,430	43,493	27,307	27,638	35,005	35,865	37,440	38,344
2019	46,315	47,785	43,999	45,102	28,325	28,668	36,271	37,163	38,757	39,693
2020	48,037	49,562	45,579	46,721	29,225	29,579	37,505	38,428	40,064	41,033
2021	49,780	51,363	47,235	48,420	30,292	30,661	38,882	39,840	41,537	42,543
2022	51,569	53,210	48,914	50,141	31,228	31,609	40,210	41,203	42,988	44,030
2023	53,432	55,134	50,660	51,931	32,204	32,599	41,602	42,630	44,506	45,587
2024	55,348	57,113	52,428	53,744	32,998	33,404	42,918	43,980	45,981	47,098
2025	57,409	59,241	54,369	55,734	34,244	34,666	44,521	45,624	47,683	48,843
2026	59,527	61,430	56,348	57,763	35,391	35,828	46,103	47,247	49,389	50,592
2027	61,725	63,700	58,399	59,866	36,530	36,981	47,715	48,901	51,139	52,385
2028	63,961	66,010	60,480	61,999	37,495	37,960	49,263	50,488	52,871	54,160
2029	66,340	68,467	62,722	64,298	38,853	39,335	51,064	52,335	54,802	56,139
2030	68,792	71,000	64,998	66,631	40,078	40,576	52,836	54,152	56,728	58,113

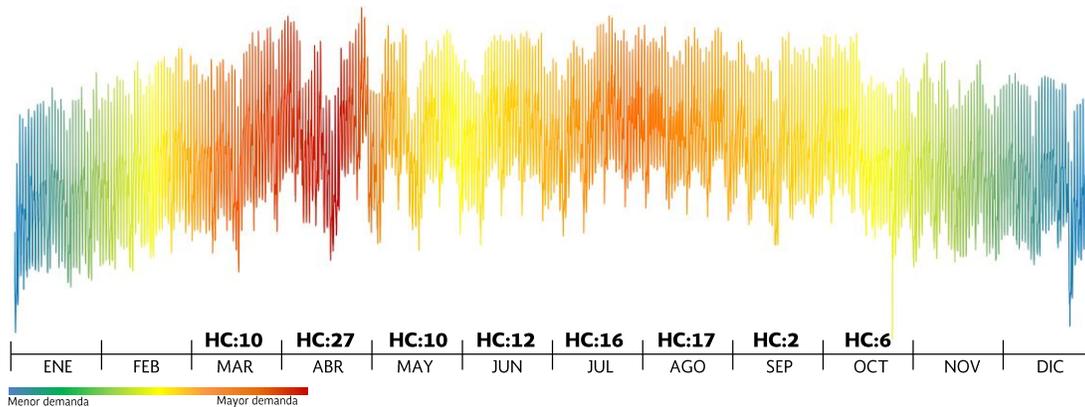
Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

**GRÁFICO 3.3.4. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL CENTRAL 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



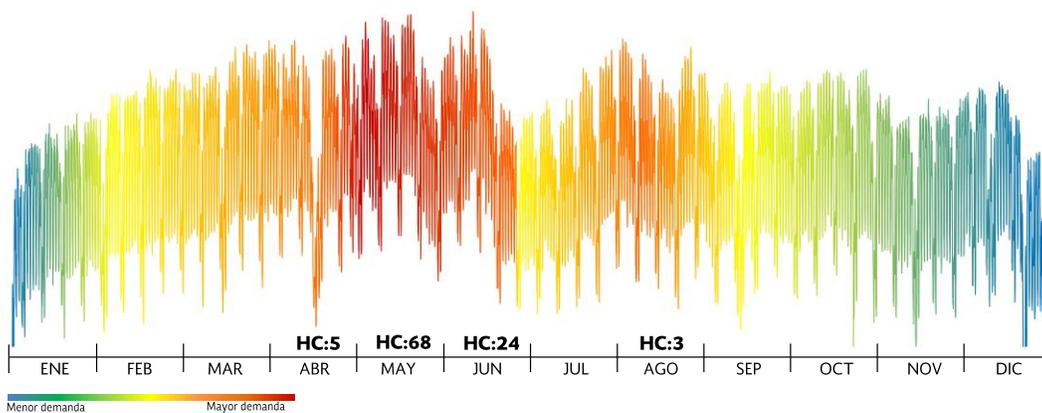
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.5. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL ORIENTAL 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



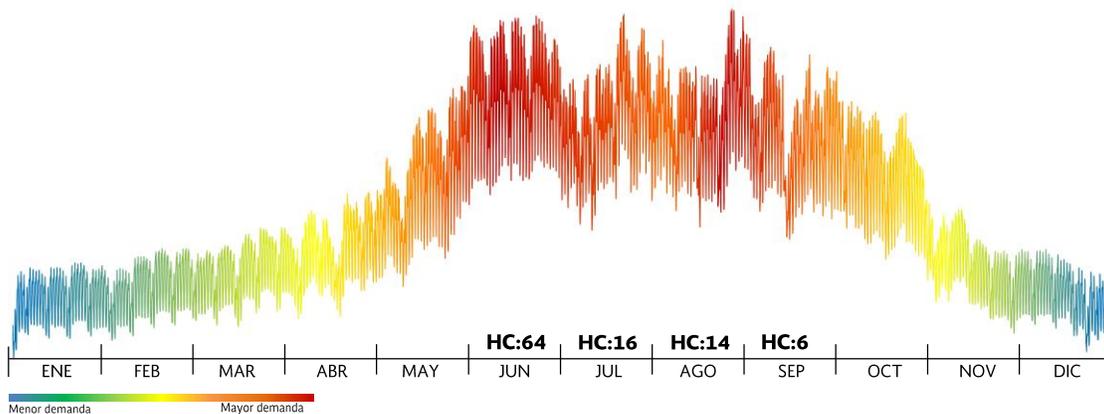
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.6. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL OCCIDENTAL 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



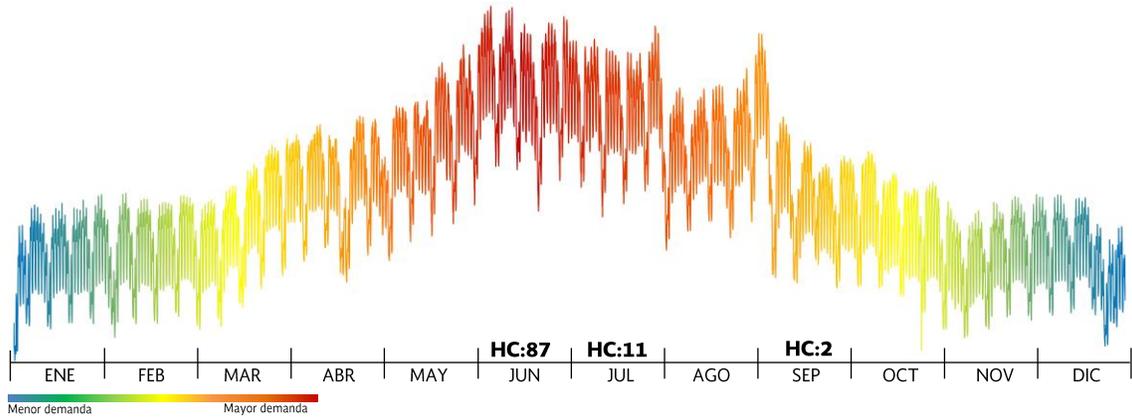
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.7. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL NOROESTE 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



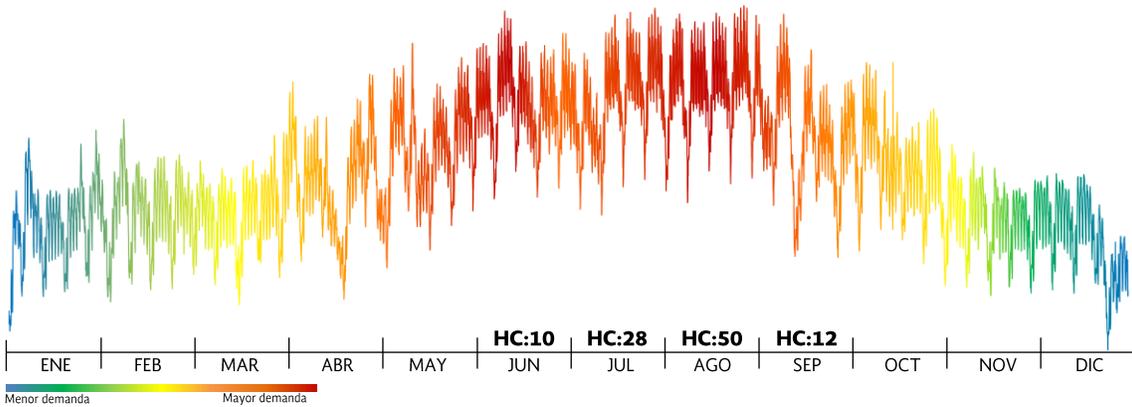
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.8. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL NORTE 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



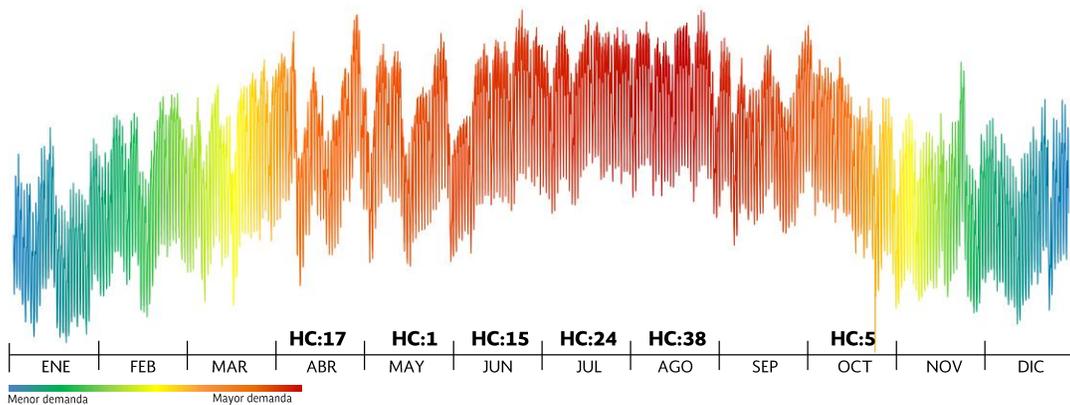
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.9. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL NORESTE 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



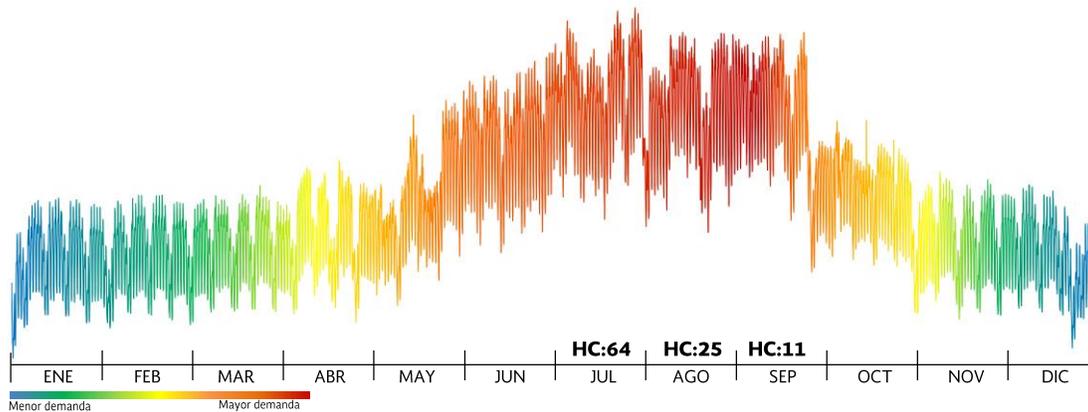
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.10. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL PENINSULAR 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



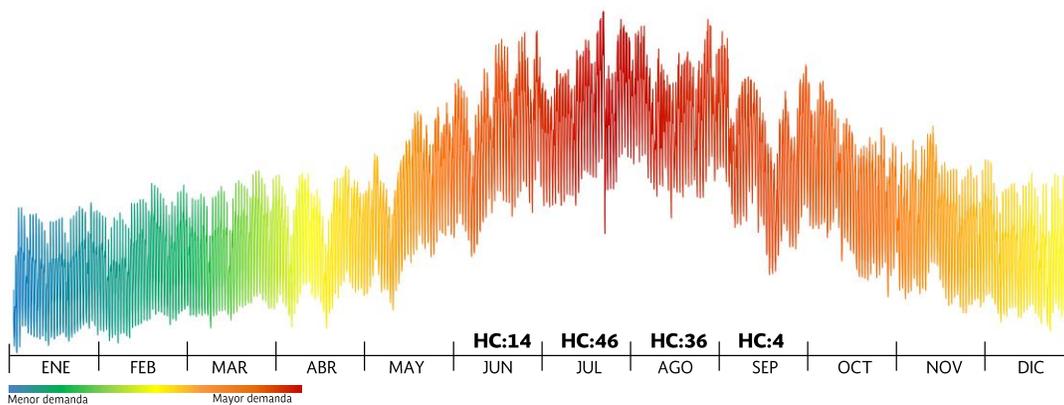
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.11. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



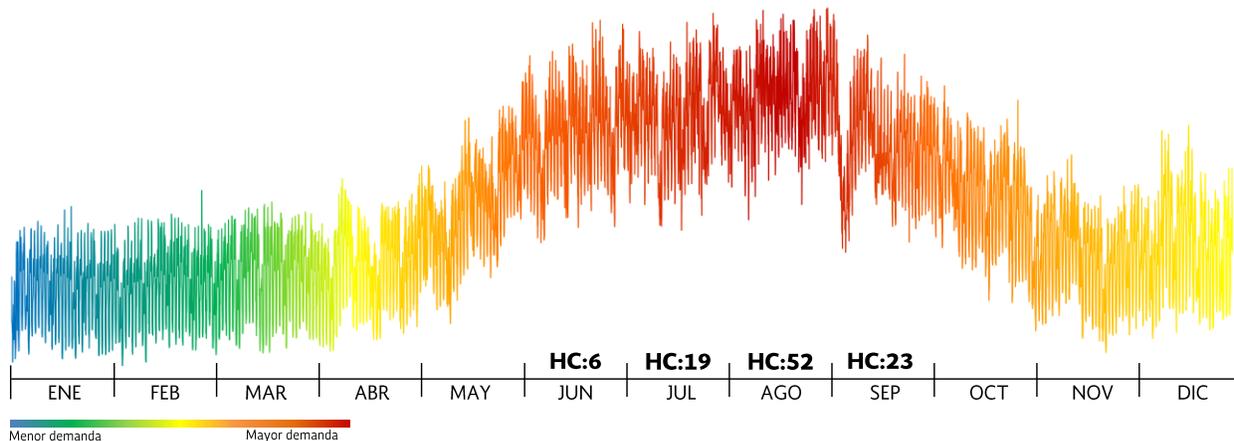
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.12. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL LA PAZ 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**GRÁFICO 3.3.13. HORAS CRÍTICAS (HC) DE LA REGIÓN DE CONTROL MULEGÉ 2021**  
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**TABLA 4.1.3. GASODUCTOS CONCLUIDOS**

Nombre	Inicio de Operación	Longitud (km)	Capacidad (mmpcd)	Estados beneficiados	Inversión (millones de dólares)
Tarahumara Pipeline (San Isidro - El Encino)	1 de julio de 2013	381	850	Chihuahua	369
NET México (Agua Dulce - Camargo)	1 de diciembre de 2014	200	2,100	Texas	725
Sierrita Gas Pipeline (Tucson - Sásabe) <sup>1/</sup>	22 de diciembre de 2014	97	195	Arizona	182
Zacatecas (Aguascalientes - Calera)	22 de agosto de 2014	172	40	Aguascalientes Zacatecas	70
Tamazunchale - El Sauz	6 de noviembre de 2014	229	630	San Luis Potosí Querétaro	448
Los Ramones Fase I (Camargo - Ramones)	1 de diciembre de 2014	116	2,100	Tamaulipas Nuevo León	587
Sásabe - Puerto Libertad (Proyecto Noroeste) <sup>1/2/</sup>	1 de diciembre de 2014	218	195	Sonora	569
Ampliación Mayakán (Nuevo Pemex)	1 de abril de 2015	75	300	Tabasco	140
Gasoducto Morelos (Nativitas - Huexca)	1 de diciembre de 2015	160	330	Morelos Puebla Tlaxcala	212
Puerto Libertad - Guaymas (Proyecto Noroeste) <sup>1/2/</sup>	1 de diciembre de 2015	297	195	Sonora	---
Los Ramones Fase II (tramo Norte) <sup>3/</sup>	1 de enero de 2016	447	1,430	Nuevo León San Luis Potosí	1,563
Los Ramones Fase II (tramo Sur) <sup>3/</sup>	1 de mayo de 2016	291	1,430	San Luis Potosí Guanajuato Querétaro	945
<b>Total <sup>4/</sup></b>					<b>5,810</b>

<sup>1/</sup> Será expandida hasta 770 mmpcd de acuerdo con los requerimientos de CFE. <sup>2/</sup> Inversión correspondiente al tramo completo Sásabe - Puerto Libertad - Guaymas. <sup>3/</sup> Iniciará con capacidad de 680 mmpcd, posteriormente la capacidad aumentará en 320 mmpcd (para un total de 1,000 mmpcd) con el inicio de operación de la estación de compresión intermedia 2 (Dr. Arroyo, Tamps.). El 9 de julio de 2016 la capacidad aumentará en 430 (para un total de 1,430) con la entrada en operación del sistema completo (gasoducto más estaciones de compresión). <sup>4/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

**TABLA 4.1.4. GASODUCTOS EN CONSTRUCCIÓN**

Nombre	Inicio de Operación estimada	Longitud (km)	Capacidad (mmpcd) <sup>1/</sup>	Estados beneficiados	Inversión (millones de dólares)
Guaymas - El Oro (Noroeste)	1 de agosto de 2016	328	510	Sonora Sinaloa	429
El Oro - Mazatlán (Noroeste)	1 de diciembre de 2016	414	204	Sinaloa	405
El Encino - Topolobampo (Noroeste)	1 de julio de 2016	536	521	Chihuahua Sonora Sinaloa	1,008
<b>Total <sup>2/</sup></b>					<b>1,842</b>

<sup>1/</sup> Millones de pies cúbicos diarios. <sup>2/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

**TABLA 4.1.5. GASODUCTOS EN FASE DE PERMISOS**

Nombre	Inicio de Operación estimada	Longitud (km)	Capacidad (mmpcd) <sup>2/</sup>	Estados beneficiados	Inversión <sup>3/</sup> (millones de dólares)
Trans-Pecos Pipeline (Waha - Presidio)	1 marzo de 2017	230	1,350	Texas	643
Comanche Trail Pipeline (Waha - San Elizario)	1 enero de 2017	290	1,135	Texas	529
Ojinaga - El Encino	1 marzo de 2017	205	1,350	Chihuahua	299
El Encino - La Laguna	1 marzo de 2017	423	1,500	Chihuahua Durango	630
San Isidro - Samalayuca	1 enero de 2017	23	1,135	Chihuahua	109
Samalayuca - Sásabe	1 noviembre de 2017	650	472	Chihuahua Sonora	571
Tuxpan - Tula	1 diciembre de 2017	263	886	Hidalgo Puebla Veracruz	458
Nueva Era <sup>1/</sup>	1 julio de 2017	300	1,200	Nuevo León	1,632
Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara	1 diciembre de 2017	355	886	San Luis Potosí Aguascalientes Jalisco	294
La Laguna - Aguascalientes	1 enero de 2018	600	1,189	Durango Zacatecas Aguascalientes	473
<b>Total <sup>4/</sup></b>					<b>5,638</b>

<sup>1/</sup> CFE reservó 504 mmpcd durante la temporada abierta. <sup>2/</sup> Millones de pies cúbicos diarios. <sup>3/</sup> La inversión estimada es aquella reportada por los ganadores de las licitaciones respectivas. <sup>4/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos y CENAGAS.

**TABLA 4.1.6. GASODUCTOS EN PROCESO DE LICITACIÓN**

Nombre	Inicio de Operación estimada	Longitud (km)	Capacidad (mmpcd) <sup>1/</sup>	Estados beneficiados	Inversión <sup>2/</sup> (millones de dólares)
Nueces - Brownsville	1 de septiembre de 2018	225	2,600	Texas	1,550
Matamoros - Tuxpan (Marino)	1 de septiembre de 2018	800	2,600	Tamaulipas Veracruz	3,100
Tula - Villa de Reyes	1 diciembre de 2017	295	ND	Hidalgo San Luis Potosí	554
<b>Total <sup>3/</sup></b>					<b>5,204</b>

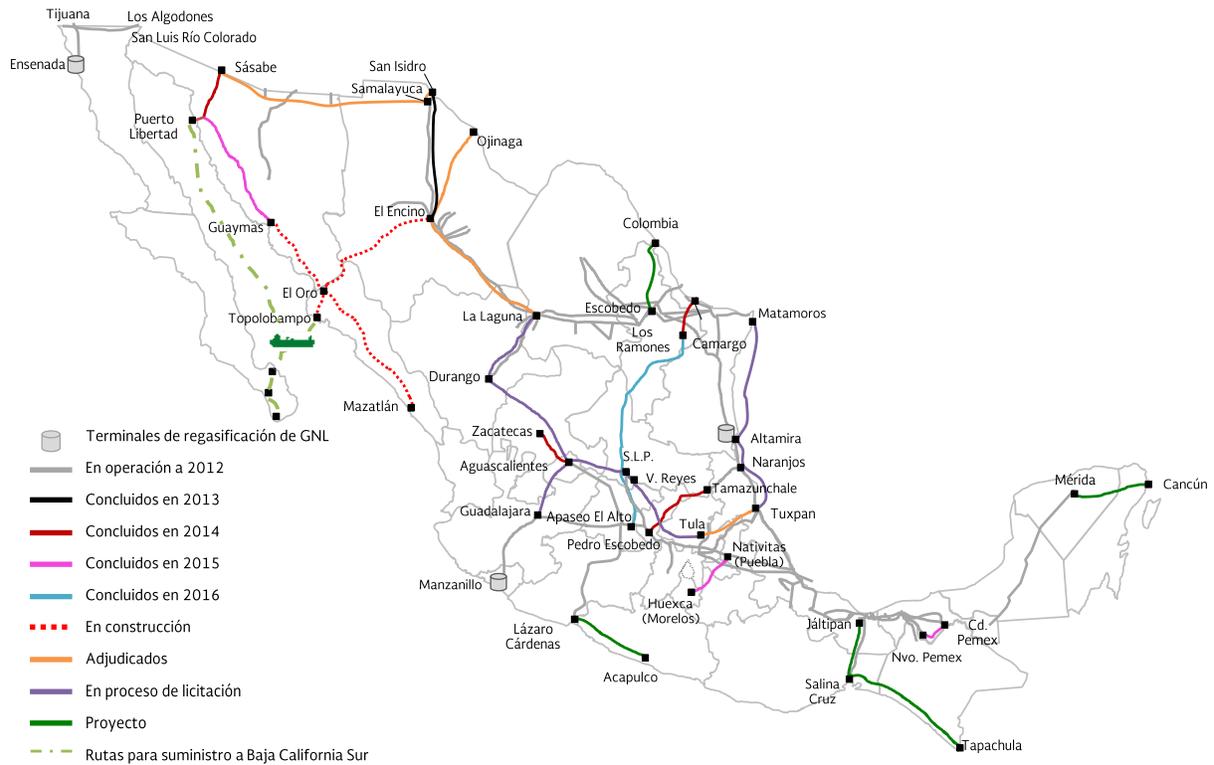
<sup>1/</sup> Millones de pies cúbicos diarios. <sup>2/</sup> La inversión estimada es aquella reportada por CFE. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos y CENAGAS.

**TABLA 4.1.7. GASODUCTOS EN PROYECTOS**

Nombre	Inicio de Operación estimada	Longitud (km)	Capacidad (mmpcd) <sup>2/</sup>	Estados beneficiados	Inversión <sup>3/</sup> (millones de dólares)
Ehrenberg - Los Algodones - San Luis Río Colorado	2017	160	ND	Baja California Sonora	249
Mérida - Cancún	2016	300	ND	Yucatán Quintana Roo	463
Jáltipan - Salina Cruz	2017	247	ND	Veracruz Oaxaca	643
Frontera - Cempoala <sup>1/</sup>	ND	855	ND	Nuevo León Tamaulipas Veracruz	ND
Lázaro Cárdenas - Acapulco	2018	331	33	Michoacán Guerrero	456
Salina Cruz - Tapachula	2018	400	40	Oaxaca Chiapas	442
<b>Total <sup>4/</sup></b>					<b>2,253</b>

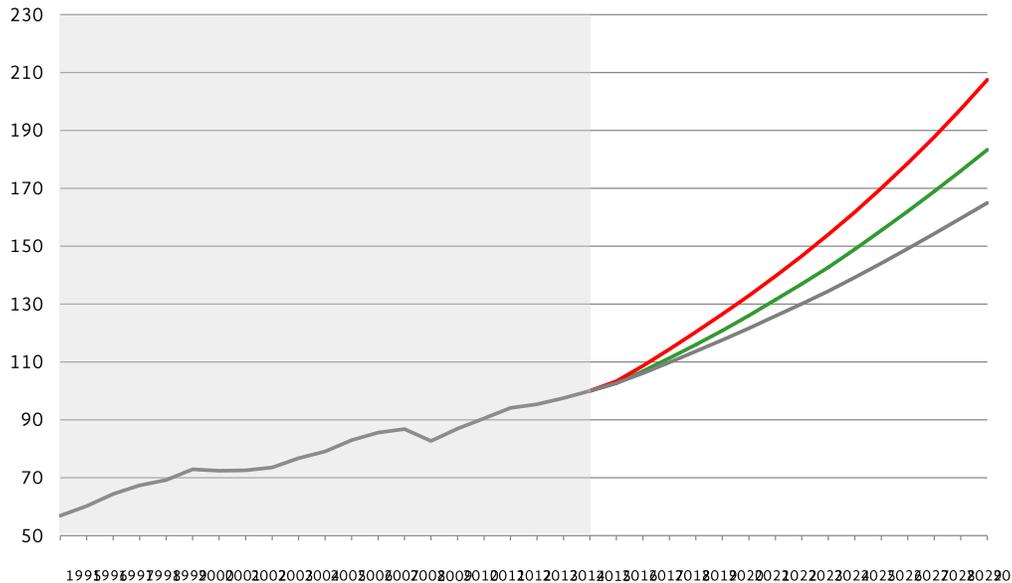
<sup>1/</sup> La definición de las características finales forman parte de la revisión del Plan Quinquenal, que llevará a cabo el CENAGAS en 2016. <sup>2/</sup> Millones de pies cúbicos diarios. <sup>3/</sup> La inversión estimada reportada en el Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018. <sup>4/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos y CENAGAS.

**MAPA 4.1.3. RED NACIONAL DE GASODUCTOS**



Fuente: Subsecretaría de Hidrocarburos y CENAGAS.

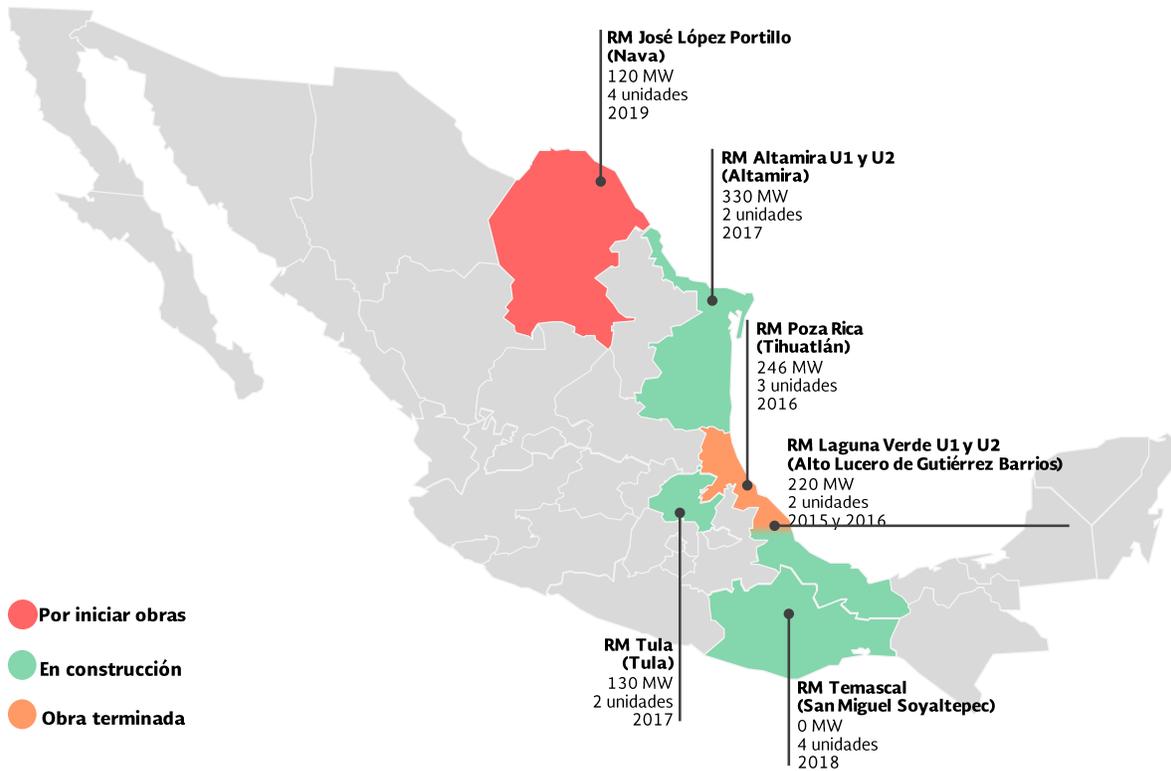
**GRÁFICO 4.1.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO: REAL Y PRONOSTICADO 1995-2030**  
(Índice Base 2015 = 100)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	3.4	4.1	5.0

<sup>1/</sup> TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER.

**MAPA 4.2.1. REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS - CFE**



Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

MAPA 4.2.2. PROGRAMA DE CONVERSIÓN A DUAL – CFE



<sup>1/</sup> La tecnología dual utiliza combustóleo o gas natural. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 4.2.1. CAPACIDAD DISPONIBLE  
 (Porcentaje)

Tecnología	Valor
Eólica	Por región de control:
	Oriental y Peninsular: 30.0
	Noroeste: 56.0
	Occidental: 15.0
	Resto: 25.0
Hidroeléctrica	Con Regulación: 88.0
	Sin Regulación: 78.0
	Región Noroeste: 25.0

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 4.2.2. EFICIENCIA TÉRMICA  
 (Porcentaje)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	41.7
Ciclo combinado	53.2
Combustión Interna	39.7
Geotérmica	19.0
Nucleoeléctrica	34.7
Termoeléctrica convencional	38.7
Turbogás	35.3

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015).

**TABLA 4.2.3. TASAS DE INDISPONIBILIDAD**  
(Porcentaje)

Tecnología	Tasa de mantenimiento	Tasa de salida forzada
Carboeléctrica	11.7	6.4
Ciclo combinado	7.0	7.7
Combustión Interna	11.2	7.4
Geotérmica	5.1	14.1
Hidroeléctrica	3.0	1.0
Nucleoeléctrica	10.7	11.4
Termoeléctrica convencional	11.4	7.1
Turbogás	9.2	5.5

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**TABLA 4.2.4. RÉGIMEN TÉRMICO**  
(GJ/MWh)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	8.6
Ciclo combinado	6.8
Combustión Interna	9.1
Geotérmica	18.9
Nucleoeléctrica	10.3
Termoeléctrica convencional	9.3
Turbogás	10.2

Fuente: 1. Catálogo de Unidades Generadoras 2015 (CUG) de la CFE; 2. Reporte de operación de permisionarios al cierre de 2015 de la CRE. 3. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015).

**TABLA 4.2.5. USOS PROPIOS**  
(Porcentaje)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	4.3
Ciclo combinado	2.9
Combustión Interna	5.5
Eólica	0.1
Frenos Regenerativos	3.1
Geotérmica	6.1
Hidroeléctrica	1.0
Lecho Fluidizado	4.3
Nucleoeléctrica	3.5
Solar fotovoltaica	0.1
Termoeléctrica convencional	5.7
Termosolar	0.1
Turbogás	1.2

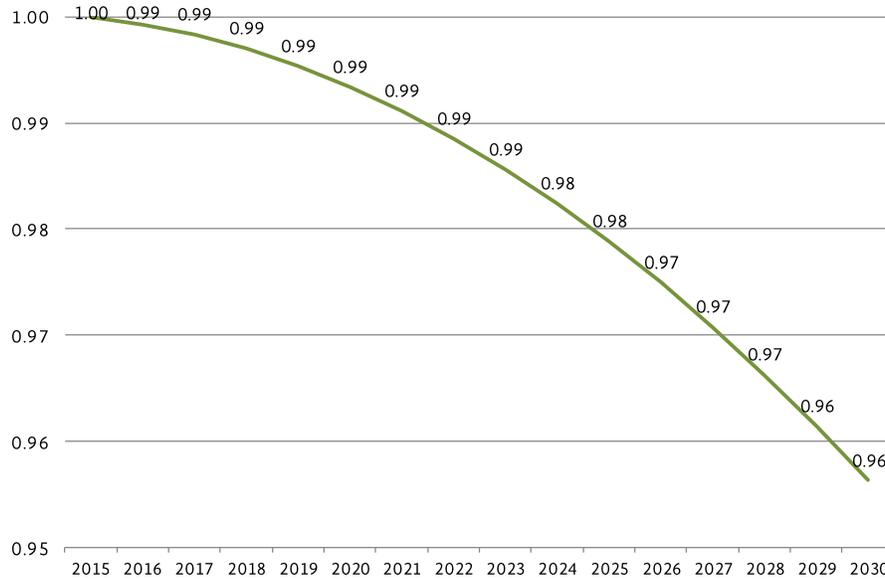
Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015).

**TABLA 4.2.6. VIDA ÚTIL**  
 (Años)

Tecnología	Vida útil
Carboeléctrica	40
Ciclo combinado	30
Combustión Interna	22
Eólica	25
Frenos Regenerativos	30
Geotérmica	30
Hidroeléctrica	50
Lecho Fluidizado	40
Nucleoeléctrica	60
Solar fotovoltaica	25
Termoeléctrica convencional	30
Termosolar	25
Turbogás	30

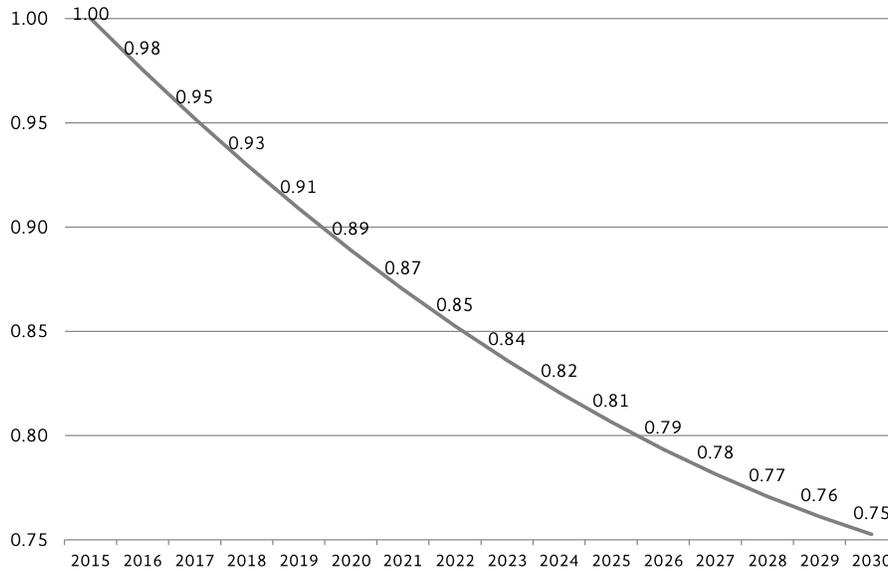
Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015).

**GRÁFICO 4.2.1. CURVA DE APRENDIZAJE PARA GEOTERMIA**  
 (Base 2015=1)



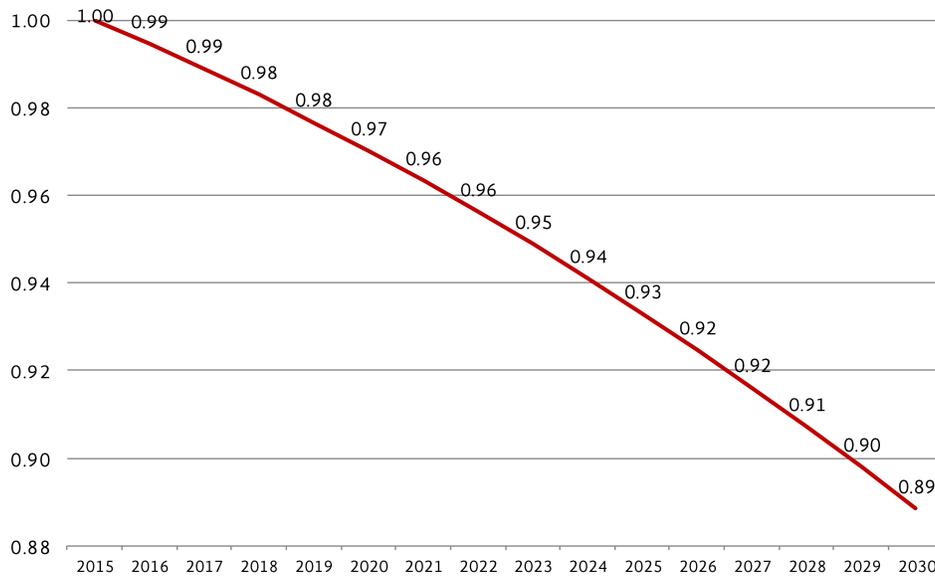
Fuente: Elaborado por SENER con información de "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch."

**GRÁFICO 4.2.2. CURVA DE APRENDIZAJE PARA SOLAR**  
(Base 2015=1)



Fuente: Elaborado por SENER con información de "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch."

**GRÁFICO 4.2.3. CURVA DE APRENDIZAJE PARA TERMOSOLAR**  
(Base 2015=1)



Fuente: Elaborado por SENER con información de "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch."

**TABLA 4.2.7. FACTOR DE VALOR PRESENTE AL INICIO DE OPERACIÓN**

Tecnología	Factor
Carboeléctrica	1.2502
Ciclo combinado	1.1420
Combustión Interna	1.1321
Eólica	1.0900
Geotérmica	1.1100
Hidroeléctrica	1.2123
Nucleoeléctrica	1.5769
Solar fotovoltaica	1.1057
Termoeléctrica convencional	1.1625
Termosolar	1.1057
Turbogás	1.0534

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015)

**TABLA 4.2.8. COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

(Dólares/Megawatt-año)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	33.9
Ciclo combinado	15.9
Combustión Interna	41.6
Eólica	25.0
Geotérmica	87.1
Hidroeléctrica	24.0
Nucleoeléctrica	98.0
Solar fotovoltaica	19.0
Termoeléctrica convencional	35.4
Termosolar	19.0
Turbogás	8.5

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015)

**TABLA 4.2.9. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

(Dólares/Megawatt-hora)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	2.5
Ciclo combinado	2.9
Combustión Interna	5.0
Geotérmica	0.1
Nucleoeléctrica	2.3
Termoeléctrica convencional	3.0
Turbogás	3.3

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015).

**TABLA 4.2.10. COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN**  
(Dólares/Megawatt)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	1,425.0
Ciclo combinado	832.8
Combustión Interna	2,830.2
Eólica <sup>1/</sup>	1,600.0
Geotérmica	1,821.0
Hidroeléctrica	1,752.1
Nucleoeléctrica	3,983.0
Solar fotovoltaica <sup>2/</sup>	1,346.0
Termoeléctrica convencional	1,619.2
Termosolar <sup>3/</sup>	1,346.0
Turbogás	619.8

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015). <sup>1/</sup> Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview (IRENA, 2013). <sup>2/</sup> Información actualizada correspondiente a la generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica. PwC-ASOLMEX, 2015. <sup>3/</sup> Se asume el mismo costo que una solar fotovoltaica.

**TABLA 4.2.11. CAPACIDAD ACTUAL Y FUTURA DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2015-2021**  
(Megawatt)

Región de Control/Enlace		Capacidad 2015 <sup>1/</sup>	Capacidad Futura <sup>1/</sup>	Fecha de Entrada en Operación Factible
<b>01-CENTRAL</b>				
QUERÉTARO (30)	CENTRAL (31)	1,200	1,500	2018
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CENTRAL (31)	2,900	3,000	2018
POZA RICA (32)	CENTRAL (31)	4,000	-	-
PUEBLA (34)	CENTRAL (31)	3,000	550	2019
<b>02-ORIENTAL</b>				
ACAPULCO (35)	PUEBLA (34)	300	-	-
VERACRUZ (33)	PUEBLA (34)	1,200	-	-
VERACRUZ (33)	TEMASCAL (36)	440	-	-
VERACRUZ (33)	POZA RICA (32)	750	-	-
GRIJALVA (39)	TEMASCAL (36)	2,800	-	-
GRIJALVA (39)	COATZACOALCOS (37)	2,000	2,100	2017
COATZACOALCOS (37)	TEMASCAL (36)	1,200	-	-
POZA RICA (32)	PUEBLA (34)	310	-	-
TEMASCAL (36)	PUEBLA (34)	3,000	3,200	2017
IXTEPEC (40)	TEMASCAL (36)	2,500	2,800	2019
IXTEPEC (40)	PUEBLA (34)	-	3,000	2019
GRIJALVA (39)	TABASCO (38)	960	1,200	2016
<b>03-OCCIDENTAL</b>				
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)	1,200	1,400	2019
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)	2,100	-	-
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)	1,000	-	-
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)	700	-	-
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)	700	-	-
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)	600	-	-

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Región de Control/Enlace		Capacidad	Capacidad Futura <sup>1/</sup>	Fecha de Entrada en
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)	600	-	-
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)	700	-	-
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)	1,400	-	-
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)	1,300	-	-
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)	300	-	-
SALAMANCA (26)	QUERÉTARO (30)	1,500	1,700	2017
LÁZARO CÁRDENAS (29)	ACAPULCO (35)	350	-	-
<b>04-NOROESTE</b>				
CANANEA (2)	MOCTEZUMA (8)	370	-	-
CANANEA (2)	HERMOSILLO (1)	870	1,075	2016
HERMOSILLO (1)	OBREGÓN (3)	500	1,260	2017
OBREGÓN (3)	LOS MOCHIS (4)	500	560 / 1,060 / 1,230	2016 / 2017 / 2019
LOS MOCHIS (4)	CULIACÁN (5)	650	750 / 950 / 1,700	2017 / 2017 / 2019
MAZATLÁN (6)	CULIACÁN (5)	1,250	-	-
MAZATLÁN (6)	TEPIC (22)	1,380	1,800	2020
HERMOSILLO (1)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)	-	1,000	2021
<b>05-NORTE</b>				
JÚAREZ (7)	MOCTEZUMA (8)	640	965	2018
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)	640	780	2019
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)	330	-	-
LAGUNA (11)	DURANGO (10)	550	-	-
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)	300	360	2017
MAZATLÁN (6)	DURANGO (10)	550	-	-
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)	550	-	-
LAGUNA (11)	AGUASCALIENTES (24)	-	600	2019
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)	500	-	-
<b>06-NORESTE</b>				
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)	400	-	-
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)	100	-	-
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)	1,400	-	-
RÍO ESCONDIDO (12)	MONTERREY (16)	2,100	-	-
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)	1,600	1810 / 2500	2016 / 2020
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)	1,500	1,800	2016
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)	1,500	1,800	2016
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)	1,200	1,500	2016
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)	1,450	-	-
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)	1,500	-	-
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)	1,700	-	-
HUASTECA (19)	VALLES (18)	1,050	-	-
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)	1,200	-	-
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)	1,450	1,600	2017
<b>07-PENINSULAR</b>				
TABASCO (38)	LERMA (41)	1,150	-	-
LERMA (41)	MÉRIDA (42)	800	-	-
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)	800	969	2020
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)	150	250	2017
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)	54	194	2018
LERMA (41)	CHETUMAL (44)	-	206	2017
<b>08-BAJA CALIFORNIA</b>				
TIJUANA (46)	MEXICALI (48)	510	-	-
TIJUANA (46)	ENSENADA (47)	200	240 / 280	2016 / 2019
TIJUANA (46)	E.U.A. - WECC	408	-	-
MEXICALI (48)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)	315	-	-
SAN LUIS RÍO COLORADO (49)	MEXICALI (48)	-	1,000	2021
MEXICALI (48)	TIJUANA (46)	-	1,000	2021
<b>09-CALIFORNIA SUR</b>				
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)	90	-	-

Región de Control/Enlace		Capacidad	Capacidad Futura <sup>1/</sup>	Fecha de Entrada en
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)	180	-	-
MULEGÉ (53)	VILLA CONSTITUCIÓN (50)	-	150	2021
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)	-	500	2021

<sup>1/</sup> Bajo condiciones de demanda máxima (verano). Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**TABLA 4.2.12. COSTO DE CONSTRUCCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN, CURCUITO Y CONDUCTOR POR FASE<sup>1/</sup>**  
(dólares por kilómetro)

No.	Enlace		Tensión:230 kV Circuito: 1 Conductor por Fase: 2	Tensión:230 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 3 Conductor por Fase: 2
	Región de Transmisión					
1	Acapulco	Puebla	389,438	416,922	646,107	785,021
2	Aguascalientes	Salamanca	592,398	619,882	927,128	1,066,042
3	Campeche	Chetumal	434,326	461,810	708,258	847,172
4	Campeche	Mérida	434,326	461,810	708,258	847,172
5	Carapan	Salamanca	570,275	597,759	896,497	1,035,411
6	Chihuahua	Laguna	764,632	792,116	1,165,607	1,304,521
7	Coatzacoalcos	Temascal	325,291	352,775	557,288	696,202
8	Durango	Aguascalientes	410,568	438,052	675,364	814,278
9	Grijalva	Coatzacoalcos	325,291	352,775	557,288	696,202
10	Grijalva	Tabasco	271,906	299,390	483,371	622,285
11	Grijalva	Temascal	221,812	249,296	414,010	552,924
12	Guadalajara	Aguascalientes	502,002	529,486	801,965	940,879
13	Guadalajara	Carapan	488,744	516,228	783,607	922,521
14	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	488,744	516,228	783,607	922,521
15	Guadalajara	Salamanca	703,871	731,355	1,081,476	1,220,390
16	Hermosillo	Mexicali	428,078	455,562	699,608	838,522
17	Hermosillo	Obregón	268,981	296,465	479,320	618,234
18	Huasteca	Tamazunchale	412,585	440,069	678,157	817,071
19	Huasteca	Valles	412,585	440,069	678,157	817,071
20	Huasteca	Monterrey	395,118	422,602	653,971	792,885
21	Huasteca	Poza Rica	428,769	456,253	700,565	839,479
22	Juárez	Moctezuma	1,053,724	1,081,208	1,565,888	1,704,802
23	Laguna	Durango	457,282	484,766	740,044	878,958
24	Laguna	Saltillo	475,540	503,024	765,325	904,239
25	Lázaro Cárdenas	Acapulco	452,664	480,148	733,650	872,564
26	Lázaro Cárdenas	Carapan	355,147	382,631	598,627	737,541
27	Lázaro Cárdenas	Salamanca	570,275	597,759	896,497	1,035,411
28	Lázaro Cárdenas	Central	665,966	693,450	1,028,992	1,167,906
29	Los Mochis	Culiacán	278,027	305,511	491,845	630,759
30	Manzanillo	Guadalajara	489,999	517,483	785,345	924,259
31	Matamoros	Reynosa	396,703	424,187	656,166	795,080
32	Mazatlán	Culiacán	278,027	305,511	491,845	630,759
33	Mazatlán	Durango	358,525	386,009	603,304	742,218
34	Mazatlán	Tepic	422,060	449,544	691,276	830,190
35	Mérida	Cancún	319,743	347,227	549,605	688,519
36	Mérida	Chetumal	319,743	347,227	549,605	688,519
37	Mexicali	Ensenada	587,174	614,658	919,895	1,058,809
38	Mexicali	San Luis Río Colorado	428,078	455,562	699,608	838,522
39	Moctezuma	Chihuahua	1,053,724	1,081,208	1,565,888	1,704,802
40	Monterrey	Saltillo	420,828	448,312	689,570	828,484

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

No.	Enlace		Tensión:230 kV Circuito: 1 Conductor por Fase: 2	Tensión:230 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 3 Conductor por Fase: 2
	Región de Transmisión					
41	Nacozari	Hermosillo	268,981	296,465	479,320	618,234
42	Nacozari	Moctezuma	661,353	688,837	1,022,604	1,161,518
43	Obregón	Los Mochis	273,504	300,988	485,583	624,497
44	Poza Rica	Central	578,665	606,149	908,113	1,047,027
45	Poza Rica	Puebla	328,733	356,217	562,053	700,967
46	Puebla	Central	333,820	361,304	569,097	708,011
47	Querétaro	San Luis Potosí	405,901	433,385	668,902	807,816
48	Querétaro	Central	427,172	454,656	698,354	837,268
49	Reynosa	Monterrey	381,410	408,894	634,991	773,905
50	Reynosa	Nuevo Laredo	396,703	424,187	656,166	795,080
51	Río Escondido	Chihuahua	1,053,724	1,081,208	1,565,888	1,704,802
52	Río Escondido	Monterrey	627,369	654,853	975,550	1,114,464
53	Río Escondido	Nuevo Laredo	573,021	600,505	900,299	1,039,213
54	Salamanca	Central	714,499	741,983	1,096,192	1,235,106
55	Salamanca	Querétaro	600,401	627,885	938,211	1,077,125
56	Saltillo	Aguascalientes	416,669	444,153	683,812	822,726
57	San Luis Potosí	Aguascalientes	390,554	418,038	647,652	786,566
58	Tabasco	Campeche	421,027	448,511	689,845	828,759
59	Tamazunchale	Central	666,233	693,717	1,029,362	1,168,276
60	Tamazunchale	Querétaro	405,901	433,385	668,902	807,816
61	Temascal	Acapulco	385,996	413,480	641,342	780,256
62	Temascal	Puebla	225,254	252,738	418,776	557,690
63	Tepic	Guadalajara	594,217	621,701	929,647	1,068,561
64	Tijuana	Ensenada	587,174	614,658	919,895	1,058,809
65	Tijuana	Mexicali	587,174	614,658	919,895	1,058,809
66	Valles	San Luis Potosí	396,401	423,885	655,748	794,662
67	Veracruz	Poza Rica	428,769	456,253	700,565	839,479
68	Veracruz	Puebla	328,733	356,217	562,053	700,967
69	Veracruz	Temascal	325,291	352,775	557,288	696,202

<sup>1/</sup> Valor medio que incluye los conceptos de construcción, ingeniería, supervisión y pruebas, y derechos de vía. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

**TABLA 4.2.13. FACTOR DE PARTICIPACIÓN POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN <sup>1/, 2/</sup>**  
(Porcentaje)

Región de Control	Región de Transmisión	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>NOROESTE</b>		<b>100.0</b>															
	Hermosillo	34.2	34.1	34.0	34.7	34.7	35.0	35.0	34.9	34.9	34.9	34.9	34.8	34.8	34.7	34.7	34.7
	Nacozari	8.7	8.7	8.9	8.7	8.6	8.5	8.6	8.6	8.8	8.9	9.0	8.9	8.9	8.8	8.8	8.8
	Obregón	17.7	17.6	17.5	17.3	17.2	17.1	17.0	16.9	16.9	16.8	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0	17.0
	Los Mochis	14.0	14.2	14.3	14.3	14.5	14.6	14.7	14.8	14.9	14.9	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8
	Culiacán	16.7	16.8	16.8	16.7	16.6	16.6	16.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.6	16.6	16.7	16.7
	Mazatlán	8.5	8.5	8.5	8.4	8.3	8.3	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
<b>NORTE</b>		<b>100.0</b>															
	Juárez	19.8	19.4	19.0	18.7	18.7	19.0	19.2	19.5	19.8	20.2	20.5	20.8	21.1	21.3	21.5	21.5
	Moctezuma	10.0	10.5	11.2	11.3	11.6	12.0	12.4	12.6	12.8	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
	Chihuahua	36.6	36.4	36.5	36.9	36.9	36.5	36.3	36.1	35.9	35.8	35.7	35.6	35.5	35.5	35.4	35.4
	Durango	8.1	8.6	8.4	9.1	9.2	9.4	9.3	9.2	9.1	9.1	9.0	8.9	8.9	8.8	8.8	8.8
	Laguna	25.5	25.0	24.9	24.0	23.6	23.2	22.8	22.5	22.3	22.1	21.9	21.7	21.6	21.4	21.3	21.3
<b>NORESTE</b>		<b>100.0</b>															
	Río Escondido	4.2	4.2	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
	Nuevo Laredo	3.7	3.6	3.4	3.3	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.0	3.0
	Reynosa	8.0	7.9	7.6	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	7.6	7.6	7.7	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
	Matamoros	4.4	4.3	4.1	4.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.8	3.8	3.8	3.7	3.7	3.6	3.6
	Monterrey	52.5	52.8	54.2	53.2	53.9	54.0	54.2	54.2	54.3	54.3	54.3	54.3	54.3	54.4	54.4	54.4
	Saltillo	13.5	13.7	13.5	15.1	14.7	14.5	14.3	14.2	14.0	14.0	13.9	13.9	14.0	14.1	14.2	14.2
	Valles	3.4	3.5	3.5	3.5	3.4	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
	Güemez	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	Huasteca	7.7	7.5	7.1	7.0	6.9	6.8	6.8	6.8	6.7	6.7	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
<b>OCCIDENTAL</b>		<b>100.0</b>															

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Región de Control	Región de Transmisión	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Tepic	4.6	4.6	4.7	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
	Guadalajara	23.0	23.4	23.5	23.6	23.6	23.3	22.9	22.5	22.1	21.6	21.3	21.0	20.8	20.5	20.3	20.3
	Aguascalientes	16.4	16.0	15.8	15.7	15.6	15.6	15.7	15.7	15.8	15.9	16.0	16.1	16.1	16.2	16.2	16.2
	San Luis Potosí	9.0	9.0	9.0	9.0	8.9	9.0	9.1	9.2	9.3	9.5	9.6	9.6	9.7	9.7	9.8	9.8
	Salamanca	9.6	9.6	9.7	9.8	9.8	9.9	10.0	10.1	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	10.9
	Manzanillo	3.9	4.1	4.2	4.1	4.2	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
	Carapan	6.6	6.7	6.7	6.8	6.8	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
	Lázaro Cárdenas	6.8	6.9	6.8	6.7	6.7	6.6	6.5	6.4	6.4	6.3	6.2	6.2	6.1	6.1	6.0	6.0
	Queretaro	20.0	19.6	19.6	19.5	19.6	19.8	19.9	20.1	20.3	20.5	20.6	20.7	20.8	20.9	21.0	21.0
<b>CENTRAL</b>	<b>Central</b>	<b>100.0</b>															
<b>ORIENTAL</b>		<b>100.0</b>															
	Poza Rica	8.9	8.8	8.7	8.7	8.7	8.6	8.6	8.6	8.6	8.6	8.5	8.5	8.5	8.5	8.4	8.4
	Veracruz	8.9	9.0	9.1	9.1	9.1	9.1	9.4	9.4	9.4	9.3	9.3	9.3	9.3	9.2	9.2	9.2
	Puebla	29.0	29.0	28.9	28.8	28.7	28.6	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.4	28.4	28.4
	Acapulco	7.9	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.1	8.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.1
	Temascal	11.5	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1	11.0	11.0	10.9	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7
	Ixtepec	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
	Coatzacoalcos	10.1	10.0	9.9	9.8	9.6	9.4	9.2	9.1	8.9	8.8	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
	Tabasco	13.2	13.2	13.3	13.5	13.7	13.8	13.9	14.0	14.1	14.2	14.3	14.4	14.4	14.5	14.6	14.6
	Grijalva	7.5	7.6	7.6	7.7	7.8	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3	8.3	8.4	8.4	8.5	8.5	8.5
<b>PENINSULAR</b>		<b>100.0</b>															
	Campeche	16.8	16.8	17.0	17.1	17.2	17.3	17.3	17.4	17.4	17.5	17.5	17.5	17.4	17.4	17.3	17.3
	Mérida	37.1	36.8	36.4	36.1	35.7	35.4	35.4	35.2	35.0	34.8	34.1	34.1	33.9	33.8	33.7	33.7
	Cancún	38.8	39.0	39.3	39.5	39.8	40.0	40.1	40.2	40.4	40.4	41.1	41.1	41.2	41.4	41.5	41.5
	Cozumel	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Chetumal	5.0	5.0	5.0	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	5.0	4.9	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1

Región de Control	Región de Transmisión	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>BAJA CALIFORNIA</b>		<b>100.0</b>															
	Tijuana	29.8	29.6	29.5	29.5	29.6	29.5	29.5	29.4	29.2	29.1	28.9	28.8	28.7	28.5	28.4	28.4
	Ensenada	8.6	8.8	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
	Mexicali	51.0	50.9	50.7	50.5	50.4	50.4	50.5	50.5	50.6	50.6	50.7	50.8	50.8	50.9	51.0	51.0
	San Luis Río Colorado	10.6	10.7	10.7	10.7	10.7	10.6	10.6	10.7	10.7	10.8	10.8	10.9	10.9	11.0	11.0	11.0
<b>BCS - LA PAZ</b>		<b>100.0</b>															
	Villa Constitución	10.2	9.9	9.6	9.3	9.0	8.7	8.5	8.3	8.0	7.8	7.6	7.5	7.3	7.1	6.9	6.9
	La Paz	41.0	40.7	40.6	40.4	40.3	40.1	40.0	39.9	39.7	39.6	39.5	39.3	39.2	39.1	38.9	38.9
	Los Cabos	45.9	46.3	46.7	47.2	47.6	48.0	48.3	48.6	49.0	49.3	49.6	49.9	50.2	50.5	50.8	50.8
	Loreto	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
<b>BCS - MULEGÉ</b>	<b>Mulegé</b>	<b>100.0</b>															

<sup>1/</sup> Con base en el Escenario de Planeación marzo 2015. <sup>2/</sup> Se considera que aplican los mismos factores, independientemente de cualquier otro punto de operación. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**TABLA 4.2.14. FLUJO MÁXIMO POR NIVEL DE TENSIÓN, CURCUITO Y CONDUCTOR POR FASE<sup>1/</sup>**  
(Megawatt)

No.	Enlace		Tensión:230 kV Circuito: 1 Conductor por Fase: 2	Tensión:230 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 3 Conductor por Fase: 2
	Región de Transmisión					
1	Acapulco	Puebla	173.6	218.4	660.4	733.1
2	Aguascalientes	Salamanca	250.6	315.2	953.4	1,058.4
3	Campeche	Chetumal	205.8	258.8	782.7	868.9
4	Campeche	Mérida	163.8	206.0	622.9	691.5
5	Carapan	Salamanca	197.1	247.9	749.8	832.4
6	Chihuahua	Laguna	132.1	166.1	502.3	557.6
7	Coatzacoalcos	Temascal	153.7	193.3	600.0	648.9
8	Durango	Aguascalientes	175.7	221.0	668.5	742.2
9	Grijalva	Coatzacoalcos	180.0	226.4	684.8	760.2
10	Grijalva	Tabasco	175.7	221.0	668.5	742.2
11	Grijalva	Temascal	143.4	180.4	545.6	605.6
12	Guadalajara	Aguascalientes	161.7	203.4	615.1	682.9
13	Guadalajara	Carapan	204.2	256.8	776.7	862.2
14	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	144.5	181.8	549.7	610.3
15	Guadalajara	Salamanca	150.8	189.7	573.7	636.9
16	Hermosillo	Mexicali	92.7	116.6	352.6	195.7
17	Hermosillo	Obregón	188.5	237.0	716.9	795.9
18	Huasteca	Tamazunchale	165.4	208.0	629.1	698.4
19	Huasteca	Valles	206.5	259.8	785.7	872.2
20	Huasteca	Monterrey	167.4	210.6	636.9	707.0
21	Huasteca	Poza Rica	154.3	194.0	586.9	651.5
22	Juárez	Moctezuma	187.0	235.2	711.2	789.5
23	Laguna	Durango	151.8	190.9	577.3	640.9
24	Laguna	Saltillo	145.0	182.3	551.4	612.1
25	Lázaro Cárdenas	Acapulco	152.7	192.1	580.9	644.9
26	Lázaro Cárdenas	Carapan	161.3	202.9	613.6	681.2
27	Lázaro Cárdenas	Salamanca	132.1	166.1	502.3	557.6
28	Lázaro Cárdenas	Central	142.8	179.5	543.0	602.8
29	Los Mochis	Culiacán	143.2	180.1	544.7	604.7
30	Manzanillo	Guadalajara	168.7	212.1	641.6	712.2
31	Matamoros	Reynosa	246.9	310.5	939.0	1,042.4
32	Mazatlán	Culiacán	151.5	190.5	576.1	639.6
33	Mazatlán	Durango	149.9	188.5	570.2	632.9
34	Mazatlán	Tepic	140.8	177.1	535.5	594.5
35	Mérida	Cancún	169.5	213.1	644.7	715.7
36	Mérida	Chetumal	132.6	166.8	504.5	560.1
37	Mexicali	Ensenada	192.4	242.0	731.9	812.5
38	Mexicali	San Luis Río Colorado	258.2	324.7	982.1	1,090.2
39	Moctezuma	Chihuahua	152.7	192.1	580.9	644.9
40	Monterrey	Saltillo	249.7	314.0	949.8	1,054.4
41	Nacozari	Hermosillo	174.7	219.7	664.5	737.6
42	Nacozari	Moctezuma	149.6	188.1	569.0	631.6
43	Obregón	Los Mochis	158.0	198.8	601.2	667.3
44	Poza Rica	Central	143.6	180.7	546.4	606.6
45	Poza Rica	Puebla	192.4	242.0	731.9	812.5

No.	Enlace		Tensión:230 kV Circuito: 1 Conductor por Fase: 2	Tensión:230 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 2 Conductor por Fase: 2	Tensión:400 kV Circuito: 3 Conductor por Fase: 2
	Región de Transmisión					
46	Puebla	Central	239.3	301.0	910.3	1,010.6
47	Querétaro	San Luis Potosí	186.4	234.5	709.2	787.3
48	Querétaro	Central	216.7	272.5	824.3	915.0
49	Reynosa	Monterrey	147.1	185.0	559.4	621.0
50	Reynosa	Nuevo Laredo	242.1	304.5	921.1	1,022.5
51	Río Escondido	Chihuahua	120.9	152.0	459.8	510.4
52	Río Escondido	Monterrey	166.6	209.6	633.8	703.6
53	Río Escondido	Nuevo Laredo	165.4	208.0	629.1	698.4
54	Salamanca	Central	166.2	209.0	632.2	701.9
55	Salamanca	Querétaro	246.9	310.5	939.0	1,042.4
56	Saltillo	Aguascalientes	107.5	135.3	409.1	454.2
57	San Luis Potosí	Aguascalientes	178.4	224.4	678.7	753.4
58	Tabasco	Campeche	130.9	164.7	498.0	552.9
59	Tamazunchale	Central	130.9	164.7	498.0	552.9
60	Tamazunchale	Querétaro	155.5	195.6	591.7	656.8
61	Temascal	Acapulco	148.3	186.5	564.2	626.3
62	Temascal	Puebla	146.7	184.6	558.2	619.7
63	Tepic	Guadalajara	177.9	223.7	676.7	751.2
64	Tijuana	Ensenada	218.6	274.9	831.4	923.0
65	Tijuana	Mexicali	217.6	273.7	827.8	919.0
66	Valles	San Luis Potosí	139.5	175.4	530.5	588.9
67	Veracruz	Poza Rica	185.4	233.1	705.1	782.8
68	Veracruz	Puebla	151.1	190.1	574.9	638.3
69	Veracruz	Temascal	214.8	270.2	817.1	907.1

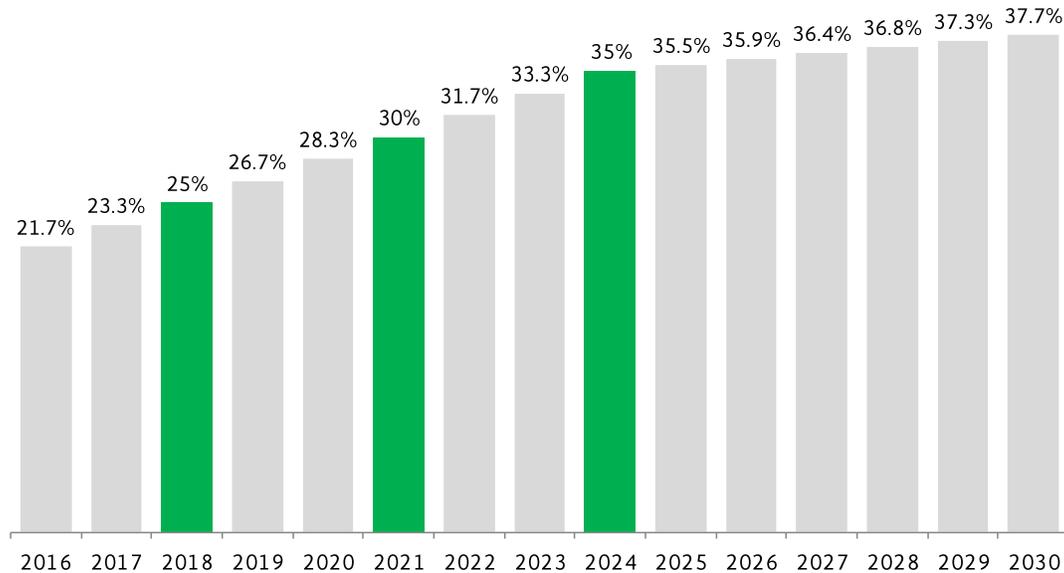
<sup>1/</sup> Valor medio del flujo máximo (MW). Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

**TABLA 4.2.15. PARÁMETROS DE RESISTENCIA**  
(Ohm)

Concepto	Resistencia
<b>Enlaces Existentes <sup>1/</sup></b>	0.004847
<b>Enlaces Propuestos <sup>1/</sup></b>	0.005360
<b>Proyectos de Transmisión Genéricos <sup>2/</sup></b>	
Tensión 230 kV Circuito: 2 Conductor por fase: 1	0.013000
Tensión 230 kV Circuito: 2 Conductor por fase: 2	0.006570
Tensión 400 kV Circuito: 2 Conductor por fase: 2	0.002000
Tensión 400 kV Circuito: 3 Conductor por fase: 3	0.001100

<sup>1/</sup> Resistencia Promedio. <sup>2/</sup> Valor Típico. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE y CFE.

**GRÁFICO 4.2.4. TRAYECTORIA DE LAS METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS 2016-2030**  
(Porcentaje)



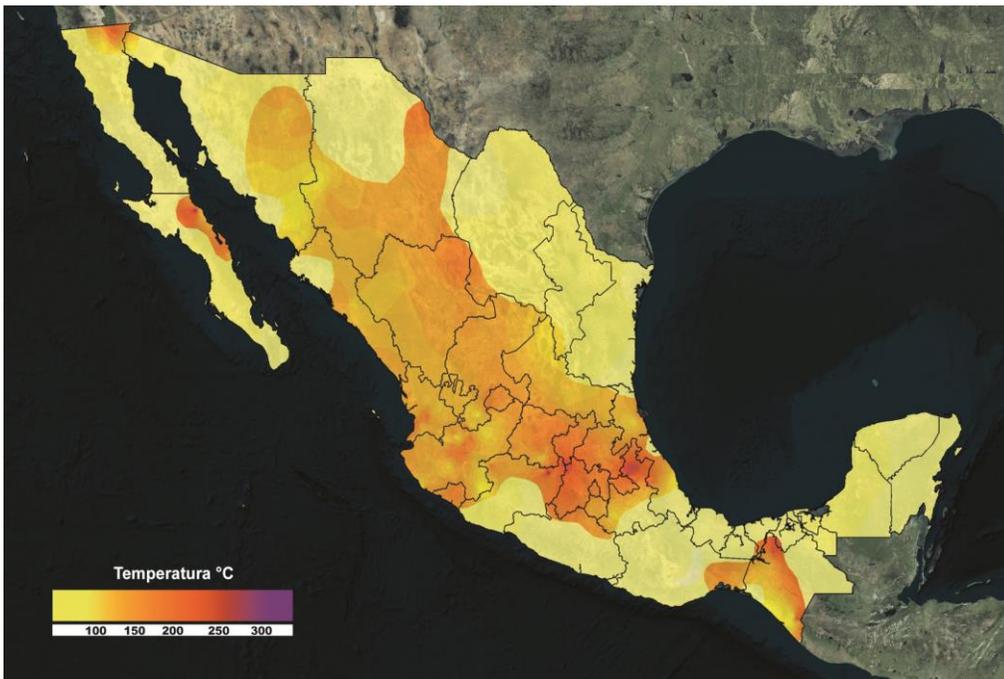
Fuente: Elaborado por SENER con información de la LTE.

**TABLA 4.2.16. POTENCIAL DE ENERGÍAS LIMPIAS**

Tecnología	Potencial Disponible (MW)	Tipo	Fuente
Bioenergía	1,500	Referente al potencial económicamente competitivo.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Biomasa (SENER, 2012). <a href="http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html">http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html</a>
Cogeneración Eficiente	7,045	Referente al potencial nacional en un escenario medio.	Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México (SENER, 2009). <a href="http://www.cogeneramexico.org.mx/documentos.php">http://www.cogeneramexico.org.mx/documentos.php</a>
Eólica	12,000	Referente conservador del potencial nacional.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Eólica (SENER, 2012). <a href="http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html">http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html</a>  El potencial eólico mexicano: Oportunidades y retos en el nuevo sector eléctrico (Asociación Mexicana de Energía Eólica - AMDEE - y PWC; 2014). <a href="http://www.amdee.org/amdee-estudios">http://www.amdee.org/amdee-estudios</a>
Geotérmica	1,932	De acuerdo con la expectativa de crecimiento de la geotermia.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 <a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico">http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico</a>
Hidroeléctrica	8,763	De acuerdo con el potencial probable y un factor de planta del 30%.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 <a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico">http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico</a>
Nucleoeléctrica	1,360	Referente al potencial anual por reactor nuclear con fechas de inicio de operación a partir de 2026.	Estudio de planificación de expansión de generación del Sistema Eléctrico Nacional considerando la incorporación de capacidad de generación nucleoelectrica. Gerencia de Análisis de Redes, Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). 2014.
Solar Fotovoltaica	8,000	De acuerdo con el potencial técnicamente viable.	Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México: Solar FV (SENER, 2012). <a href="http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html">http://www.pwc.com/mx/es/industrias/infraestructura/estudios-energias-renovables.html</a>  Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029. <a href="http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico">http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico</a>

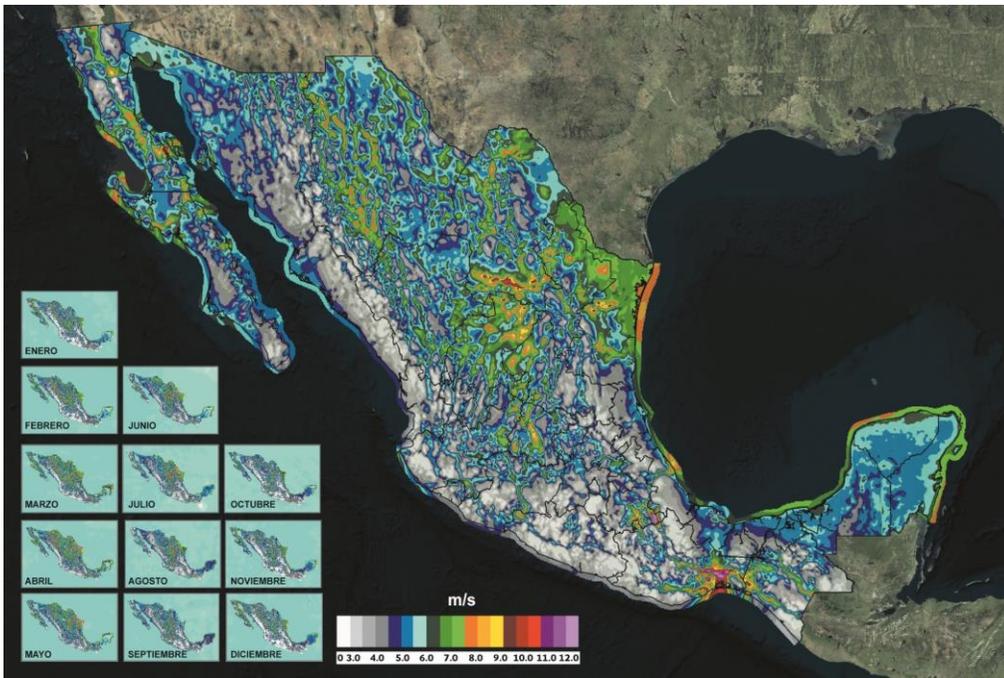
Fuente: Elaborado por SENER.

**MAPA 4.2.3. POTENCIAL DE RECURSO GEOTÉRMICO**



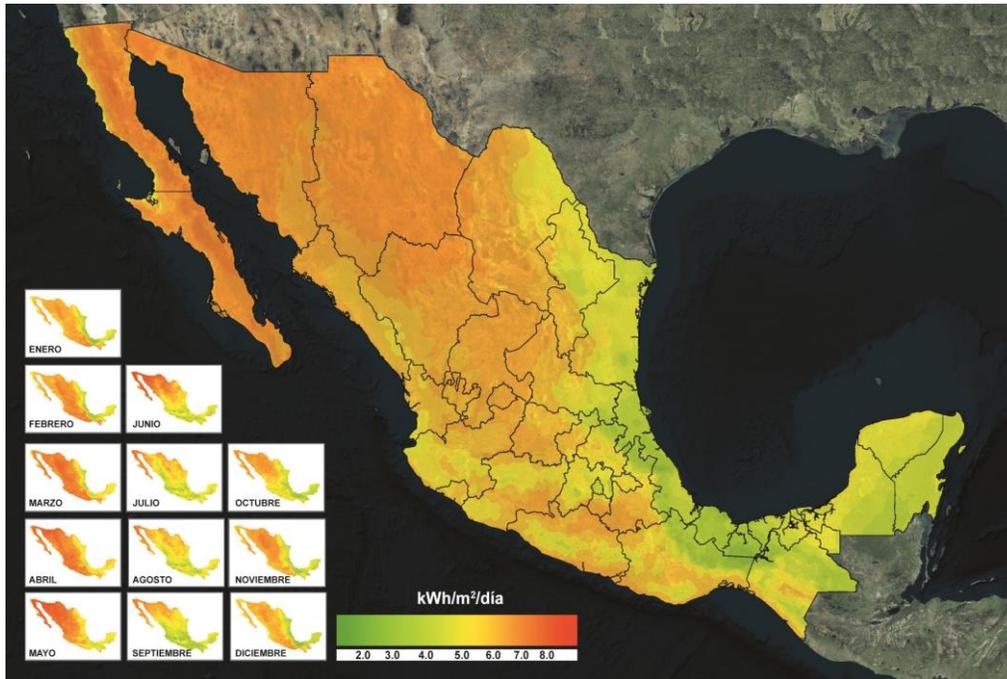
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**MAPA 4.2.4. POTENCIAL DE RECURSO EÓLICO**



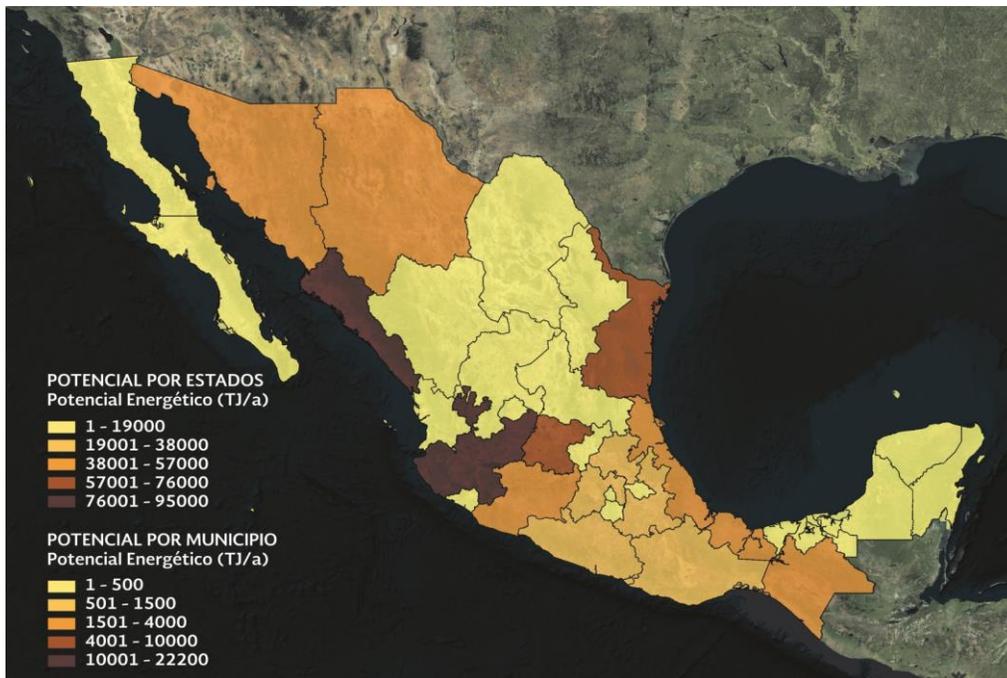
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.5. POTENCIAL DE RECURSO SOLAR



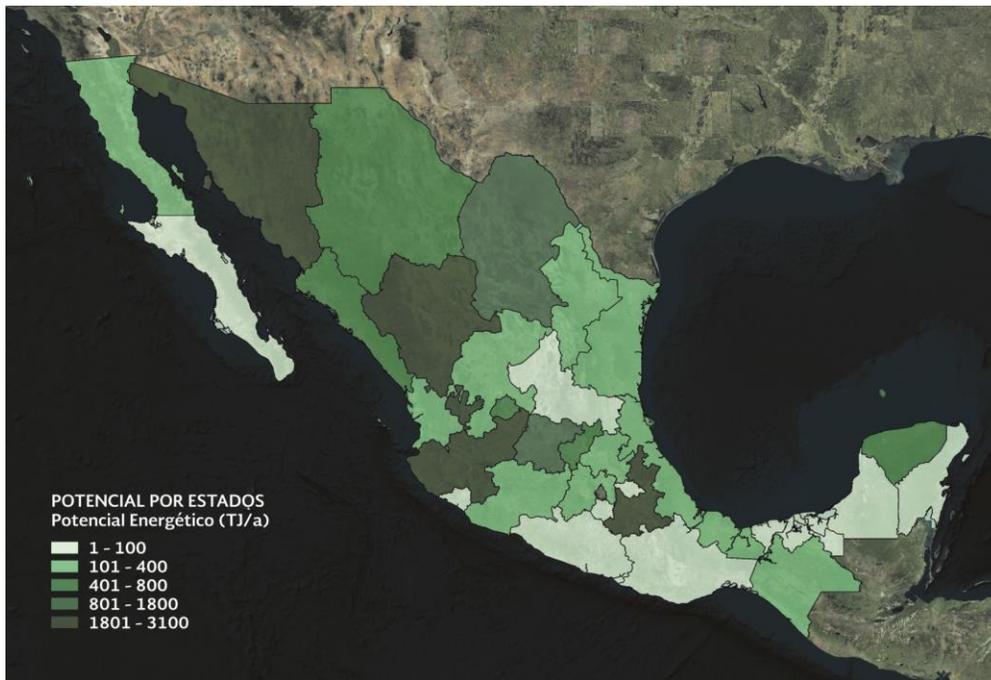
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.2.6. POTENCIAL ENERGÉTICO DE RESIDUOS FORESTALES



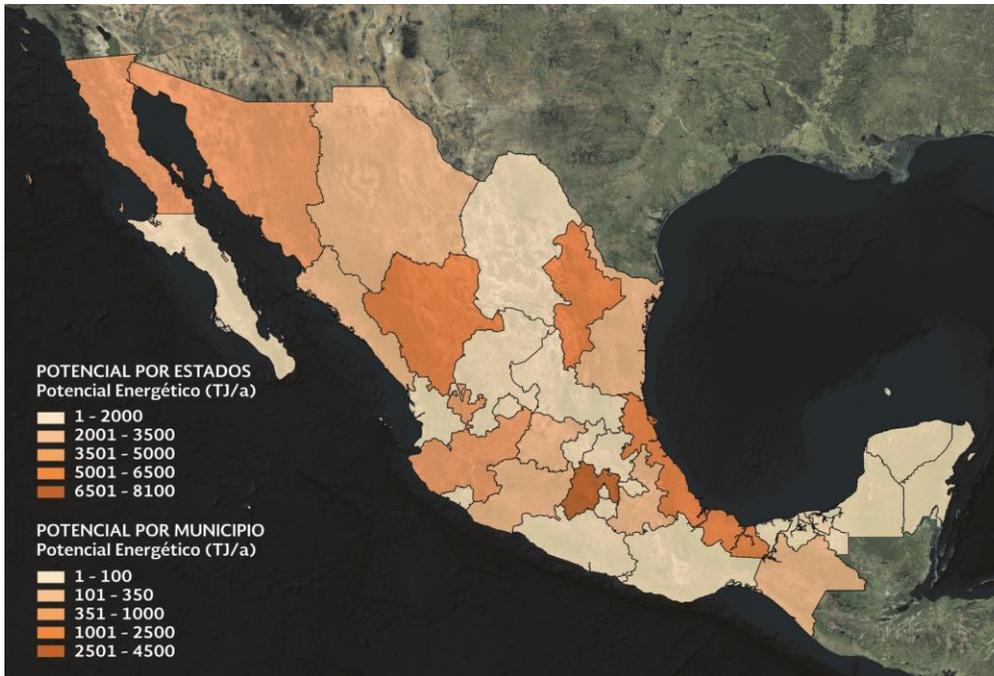
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**MAPA 4.2.7. POTENCIAL ENERGÉTICO DE RESIDUOS PECUARIOS**



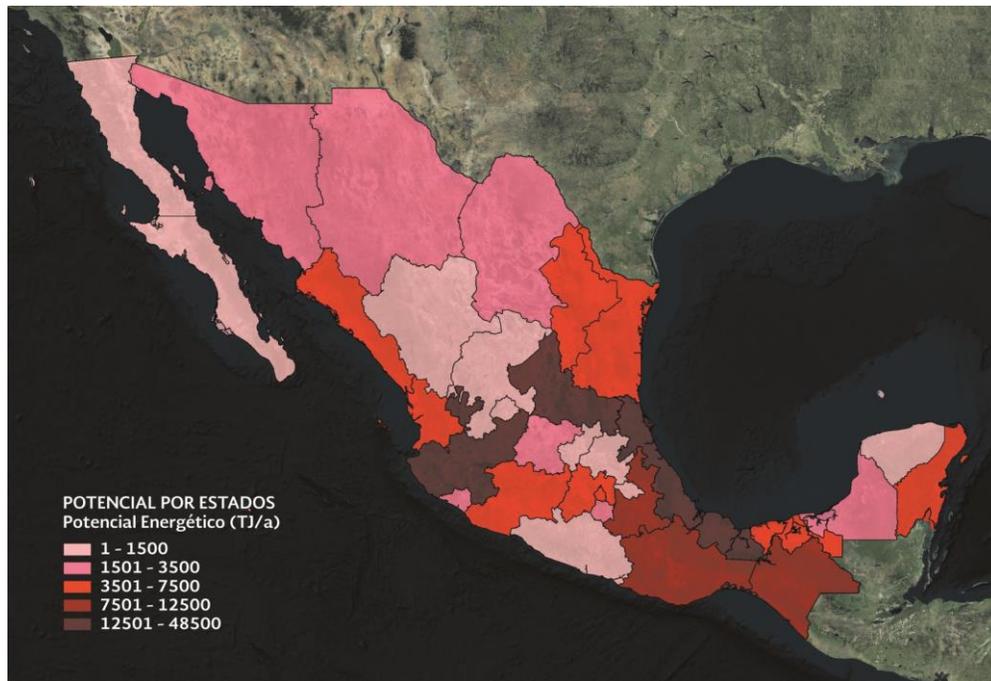
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

**MAPA 4.2.8. POTENCIAL ENERGÉTICO DE RESIDUOS URBANOS**



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

MAPA 4.2.9. POTENCIAL ENERGÉTICO DE RESIDUOS INDUSTRIALES



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

TABLA 4.4.1.B. CAPACIDAD ADICIONAL POR ESCENARIOS DE LARGO PLAZO  
 (Megawatt)

Concepto	Escenarios Base			Escenarios		
	Bajo	Planeación	Alto	Bajo	Planeación	Alto
<b>Limpia</b>	<b>21,029</b>	<b>26,787</b>	<b>35,670</b>	<b>31,255</b>	<b>35,532</b>	<b>40,515</b>
Bioenergía	61	61	61	61	61	121
Eólica	6,633	6,633	6,633	10,197	12,000	12,000
Geotérmica	82	82	109	641	894	1,030
Hidroeléctrica	1,277	2,196	3,989	4,492	4,492	5,900
Nucleoeléctrica	4,191	4,191	4,191	4,191	4,191	5,551
Solar Fotovoltaica	3,704	5,660	11,560	4,613	6,835	8,157
Termosolar	14	14	14	14	14	14
Cogeneración Eficiente	5,068	7,951	9,113	7,045	7,045	7,741
<b>Convencional</b>	<b>23,663</b>	<b>25,998</b>	<b>28,560</b>	<b>21,527</b>	<b>21,590</b>	<b>30,464</b>
Carboeléctrica	120	120	120	120	120	120
Ciclo Combinado	22,527	24,862	27,422	20,391	20,454	29,320
Combustión Interna	272	272	274	272	272	280
Termoeléctrica Convencional	473	473	473	473	473	473
Turbogás	261	261	261	261	261	261
Importación	10	10	10	10	10	10
<b>Total<sup>1/</sup></b>	<b>44,692</b>	<b>52,785</b>	<b>64,230</b>	<b>52,781</b>	<b>57,122</b>	<b>70,979</b>

<sup>1/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR SITUACIÓN DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Megawatt)

Tecnología	En construcción, por iniciar obras	Autorizado, proyecto nuevo, permiso de generación en trámite, otros <sup>1/</sup>	Por licitar, proyecto adjudicado en la SLP-1-2015	Rehabilitación y modernización	En operación	Total
<b>Limpia</b>	<b>14,883</b>	<b>16,943</b>	<b>3,571</b>	<b>110</b>	<b>25</b>	<b>35,532</b>
Bioenergía	61	0	0	0	0	61
Eólica	6,358	4,062	1,580	0	0	12,000
Geotérmica	158	681	55	0	0	894
Hidroeléctrica	653	3,598	241	0	0	4,492
Nucleoeléctrica	0	4,081	0	110	0	4,191
Solar Fotovoltaica	3,848	1,292	1,695	0	0	6,835
Termosolar	14	0	0	0	0	14
Cogeneración Eficiente	3,791	3,229	0	0	25	7,045
<b>Convencional</b>	<b>10,926</b>	<b>6,553</b>	<b>2,494</b>	<b>1,257</b>	<b>360</b>	<b>21,590</b>
Carboeléctrica	0	0	0	120	0	120
Ciclo Combinado	10,392	6,459	2,436	807	360	20,454
Combustión Interna	214	0	58	0	0	272
Termoeléctrica Convencional	143	0	0	330	0	473
Turbogás	167	94	0	0	0	261
Importación	10	0	0	0	0	10
<b>Total <sup>2/</sup></b>	<b>25,809</b>	<b>23,496</b>	<b>6,065</b>	<b>1,367</b>	<b>385</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Incluye aquellos proyectos de generación con estatus: Condicionado, Cancelado en PEF 2016, con avance en el proceso de interconexión ante CENACE y suspendido. <sup>2/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR SITUACIÓN DEL PROYECTO Y MODALIDAD 2016-2030**  
(Megawatt)

Modalidad	En construcción, por iniciar obras	Autorizado, proyecto nuevo, permiso de generación en trámite, otros <sup>1/</sup>	Por licitar, proyecto adjudicado en la SLP-1-2015	Rehabilitación y modernización	En operación	Total
<b>Servicio Público</b>						
CFE	3,681	8,134	2,695	1,367	0	15,878
PIE	2,918	202	1,285	0	0	4,405
<b>Particulares</b>						
Autoabastecimiento	8,554	393	258	0	360	9,565
Pequeña Producción	3,112	0	53	0	0	3,165
Cogeneración	3,124	1,893	0	0	25	5,042
Generación	3,966	0	0	0	0	3,966
Otros <sup>2/</sup>	453	12,873	1,774	0	0	15,101
<b>Total <sup>3/</sup></b>	<b>25,809</b>	<b>23,496</b>	<b>6,065</b>	<b>1,367</b>	<b>385</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Incluye aquellos proyectos de generación con estatus: Condicionado, Cancelado en PEF 2016, con avance en el proceso de interconexión ante CENACE y suspendido. <sup>2/</sup> Incluye proyectos con modalidad de Importación y Exportación y proyectos genéricos. <sup>3/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 4.4.4. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD Y TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Megawatt)

Concepto	CFE	PIE	Autoabastecimiento	Cogeneración	Pequeño productor	Generación	Otros <sup>1/</sup>	Total
<b>Limpia</b>	<b>3,457</b>	<b>803</b>	<b>7,724</b>	<b>5,029</b>	<b>3,075</b>	<b>1,068</b>	<b>14,377</b>	<b>35,532</b>
Bioenergía	0	0	0	0	61	0	0	61
Eólica	886	803	6,231	0	264	203	3,613	12,000
Geotérmica	189	0	75	0	30	0	600	895
Hidroeléctrica	2,253	0	362	0	50	0	1,827	4,492
Nucleoeléctrica	110	0	0	0	0	0	4,081	4,191
Solar Fotovoltaica	4	0	1,055	0	2,671	185	2,920	6,835
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	14
Cogeneración Eficiente	0	0	0	5,029	0	680	1,336	7,045
<b>Convencional</b>	<b>12,422</b>	<b>3,602</b>	<b>1,841</b>	<b>13</b>	<b>90</b>	<b>2,898</b>	<b>724</b>	<b>21,590</b>
Carboeléctrica	120	0	0	0	0	0	0	120
Ciclo Combinado	11,751	3,602	1,612	0	30	2,888	571	20,454
Combustión Interna	126	0	135	0	0	11	0	272
Termoeléctrica Convencional	330	0	0	0	0	0	143	473
Turbogás	94	0	94	13	60	0	0	261
Importación	0	0	0	0	0	0	10	10
<b>Total <sup>2/</sup></b>	<b>15,878</b>	<b>4,405</b>	<b>9,565</b>	<b>5,042</b>	<b>3,165</b>	<b>3,966</b>	<b>15,101</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Incluye proyectos con modalidad de Importación y Exportación y proyectos genéricos. <sup>2/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo.  
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 4.4.5. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Megawatt)

Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
<b>Convencionales</b>	<b>3,094</b>	<b>4,054</b>	<b>2,319</b>	<b>6,517</b>	<b>3,034</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63</b>	<b>117</b>	<b>1,162</b>	<b>601</b>	<b>629</b>	<b>21,590</b>
Ciclo Combinado	2,570	3,724	2,261	6,293	3,034	0	0	0	0	0	63	117	1,162	601	629	20,454
Termoeléctrica Convencional	143	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	473
Carboeléctrica	0	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Turbogás	167	0	0	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	261
Combustión Interna	214	0	58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	272
Importación	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
<b>Limpia</b>	<b>2,468</b>	<b>2,099</b>	<b>3,372</b>	<b>2,887</b>	<b>3,235</b>	<b>1,536</b>	<b>2,070</b>	<b>2,989</b>	<b>3,413</b>	<b>2,480</b>	<b>2,549</b>	<b>2,053</b>	<b>1,460</b>	<b>1,460</b>	<b>1,460</b>	<b>35,532</b>
Renovable	1,843	1,158	3,372	2,864	1,702	809	2,038	731	2,337	2,480	2,549	2,053	100	100	100	24,236
Hidroeléctrica	68	15	241	19	0	455	1,872	577	965	0	281	0	0	0	0	4,492
Eólica	760	611	1,086	2,819	1,358	0	0	0	1,230	1,629	1,318	1,189	0	0	0	12,000
Geotérmica	27	2	27	27	254	254	66	54	41	26	55	63	0	0	0	895
Solar Fotovoltaica	975	531	2,041	0	67	100	100	100	100	825	895	801.0	100	100	100	6,835
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	625	941	0	23	1,533	727	33	2,257	1,077	0	0	0	1,360	1,360	1,360	11,297
Bioenergía	1	0	0	0	0	0	0	30	30	0	0	0	0	0	0	61
Cogeneración Eficiente	514	941	0	23	1,533	727	33	2,227	1,047	0	0	0	0	0	0	7,045
Nucleoeléctrica	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	4,191
<b>Total <sup>1/</sup></b>	<b>5,562</b>	<b>6,153</b>	<b>5,713</b>	<b>9,404</b>	<b>6,246</b>	<b>1,536</b>	<b>2,070</b>	<b>2,989</b>	<b>3,413</b>	<b>2,480</b>	<b>2,612</b>	<b>2,170</b>	<b>2,622</b>	<b>2,061</b>	<b>2,089</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 4.4.6. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR MODALIDAD 2016-2030**  
(Megawatt)

Modalidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
<b>Servicio Público</b>																
CFE	866	2,986	1,253	3,760	2,048	482	1,031	322	531	0	63	144	1,162	601	629	15,878
PIE	302	932	884	2,288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,405
<b>Particulares</b>																
Autoabastecimiento	2,605	169	654	870	1,358	2	45	0	744	1,283	889	935	11	0	0	9,565
Pequeña Producción	879	293	53	0	67	98	110	130	100	475	263	532	65	40	60	3,165
Cogeneración	527	261	0	23	1,533	727	33	1,110	828	0	0	0	0	0	0	5,042
Generación	11	900	0	1,925	1,013	0	0	0	0	83	35	0	0	0	0	3,966
Otros <sup>1/</sup>	372	612	2,870	539	227	227	852	1,427	1,210	640	1,363	559	1,384	1,420	1,400	15,101
<b>Total <sup>2/</sup></b>	<b>5,562</b>	<b>6,153</b>	<b>5,713</b>	<b>9,404</b>	<b>6,246</b>	<b>1,536</b>	<b>2,070</b>	<b>2,989</b>	<b>3,413</b>	<b>2,480</b>	<b>2,612</b>	<b>2,170</b>	<b>2,622</b>	<b>2,061</b>	<b>2,089</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Incluye proyectos con modalidad de Importación y Exportación y proyectos genéricos. <sup>2/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES 2016-2030



<sup>1/</sup> Corresponde a RM Altamira U1 y U2. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2016-2030



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

**MAPA 4.4.4. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE TURBOGÁS 2016-2030**



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

**MAPA 4.4.5. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2016-2030**



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

MAPA 4.4.6. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS Y NUCLEOELÉCTRICAS 2016-2030



<sup>1/</sup> Corresponde a RM José López Portillo. <sup>2/</sup> Se incluye RM Laguna Verde U1. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.4.7. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES EÓLICAS 2016-2030



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

**MAPA 4.4.8. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES SOLARES 2016-2030**



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

**MAPA 4.4.9. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES GEOTERMOLÉCTRICAS 2016-2030**



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

MAPA 4.4.10. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2016-2030



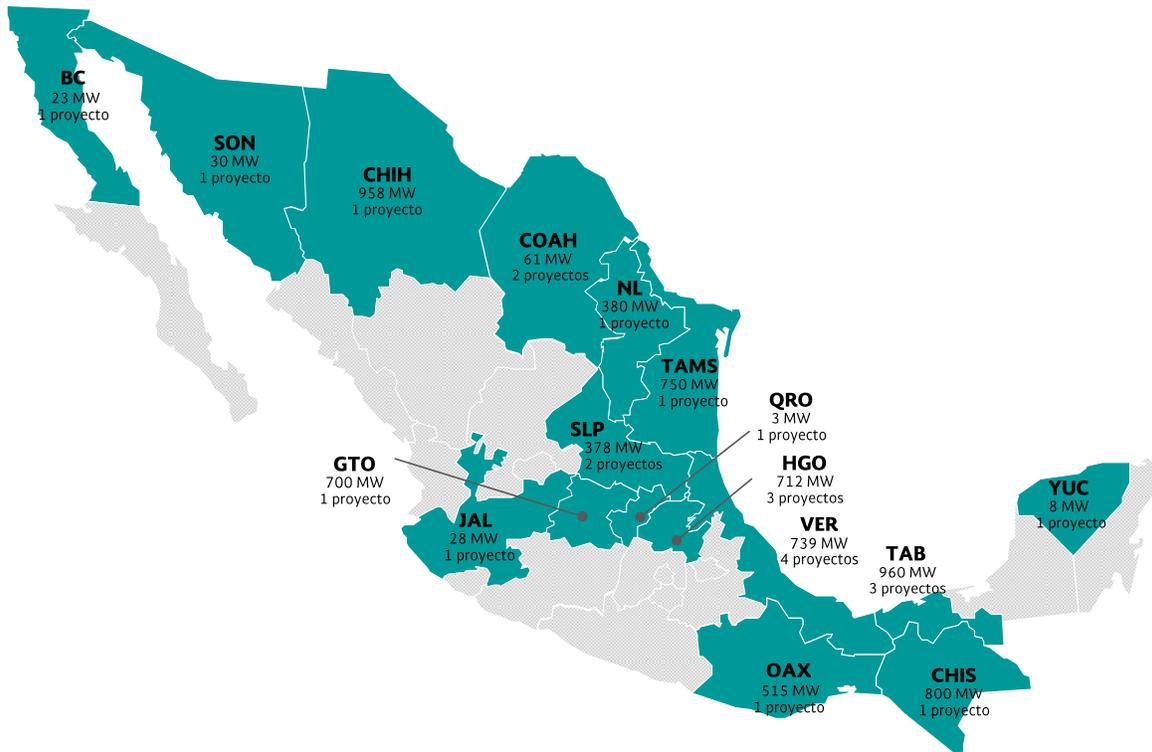
<sup>1/</sup> Incluye RM Temascal (no aporta capacidad). Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER

MAPA 4.4.11. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE BIOENERGÍA 2016-2030



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

**MAPA 4.4.12. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2016-2030**



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

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

**TABLA 4.4.7. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016-2030**  
(Megawatt)

Entidad Federativa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Aguascalientes	0	120	63	0	0	0	0	0	153	0	0	0	0	0	0	336
Baja California	311	0	0	23	27	0	0	0	703	0	0	0	35	70	100	1,269
Baja California Sur	98	6	194	144	57	100	80	0	0	0	63	117	0	0	0	859
Chiapas	20	0	241	19	0	0	1,399	0	800	0	0	0	0	0	0	2,479
Chihuahua	178	1,011	0	0	0	0	352	958	0	38	308	417	0	0	0	3,261
Coahuila	426	150	705	120	0	0	0	30	83	124	1,288	624	0	0	0	3,551
Durango	121	0	0	939	0	0	0	0	92	44	56	316	0	0	0	1,568
Estado de México	114	633	0	0	226	0	0	0	30	0	0	0	0	601	0	1,604
Guanajuato	90	30	307	0	717	700	0	0	0	187	0	0	0	0	0	2,031
Guerrero	0	0	0	0	0	455	0	0	462	0	0	0	0	0	0	917
Hidalgo	42	565	0	0	638	0	33	0	25	30	0	0	1,162	0	0	2,494
Jalisco	172	71	300	1,761	0	0	25	27	43	206	55	63	0	0	0	2,722
Michoacán	0	0	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27
Morelos	0	660	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	629	1,289
Nayarit	24	0	0	0	10	191	41	268	1	0	0	0	0	0	0	536
Nuevo León	1,395	0	884	1,000	380	0	0	0	0	0	0	290	0	0	0	3,948
Oaxaca	0	0	396	2,518	515	0	0	196	196	1,047	0	0	0	0	0	4,868
Puebla	27	0	0	50	1	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	141
Querétaro	5	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	65
Quintana Roo	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60
San Luis Potosí	30	100	450	1,022	1,013	0	0	159	219	0	0	0	0	0	0	2,993
Sinaloa	0	0	0	1,485	796	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,281
Sonora	795	964	939	323	0	0	20	100	104	661	562	68	65	30	0	4,630
Tabasco	13	941	0	0	0	19	0	86	0	0	0	0	0	0	0	1,059
Tamaulipas	470	630	264	0	1,358	0	0	750	0	0	0	275	0	0	0	3,747
Veracruz	761	15	0	0	0	0	121	414	504	0	281	0	1,360	1,360	1,360	6,176
Yucatán	31	18	844	0	507	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,408
Zacatecas	380	240	100	0	0	0	0	0	0	83	0	0	0	0	0	803
<b>Total<sup>1/</sup></b>	<b>5,562</b>	<b>6,153</b>	<b>5,713</b>	<b>9,404</b>	<b>6,246</b>	<b>1,536</b>	<b>2,070</b>	<b>2,989</b>	<b>3,413</b>	<b>2,480</b>	<b>2,612</b>	<b>2,170</b>	<b>2,622</b>	<b>2,061</b>	<b>2,089</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 4.4.8. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR REGIÓN DE CONTROL 2016-2030**  
(Megawatt)

Región	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Central	156	1,858	0	0	864	0	33	360	30	30	0	0	1,162	601	629	5,722
Oriental	821	956	637	2,588	516	537	1,520	336	1,961	1,047	281	0	1,360	1,360	1,360	15,280
Occidental	531	391	697	2,783	727	891	66	295	222	536	55	63	0	0	0	7,257
Noroeste	795	964	939	1,485	796	0	20	100	104	661	562	68	65	0	0	6,558
Norte	299	1,161	580	939	0	0	352	988	100	164	363	733	0	0	0	5,679
Noreste	2,461	800	1,822	1,120	2,751	0	0	909	294	42	1,288	1,189	0	0	0	12,677
Peninsular	91	18	844	0	507	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,468
Baja California	311	0	0	345	27	0	0	0	703	0	0	0	35	100	100	1,622
Baja California Sur	79	0	180	144	57	100	80	0	0	0	63	117	0	0	0	819
Mulegé	20	6	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40
<b>Total<sup>1/</sup></b>	<b>5,562</b>	<b>6,153</b>	<b>5,713</b>	<b>9,404</b>	<b>6,246</b>	<b>1,536</b>	<b>2,070</b>	<b>2,989</b>	<b>3,413</b>	<b>2,480</b>	<b>2,612</b>	<b>2,170</b>	<b>2,622</b>	<b>2,061</b>	<b>2,089</b>	<b>57,122</b>

<sup>1/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**TABLA 4.5.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Megawatt)

Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Convencional</b>	<b>48,555</b>	<b>52,552</b>	<b>53,175</b>	<b>55,397</b>	<b>57,653</b>	<b>56,276</b>	<b>55,866</b>	<b>55,726</b>	<b>55,059</b>	<b>55,045</b>	<b>54,915</b>	<b>54,702</b>	<b>54,642</b>	<b>53,898</b>	<b>54,527</b>
Ciclo combinado	26,587	30,311	32,572	38,021	41,055	40,592	40,592	40,592	40,592	40,592	40,655	40,772	41,413	42,014	42,643
Termoeléctrica convencional	10,220	10,550	8,860	5,558	4,780	3,952	3,952	3,840	3,220	3,220	3,220	2,890	2,890	2,244	2,244
Carboeléctrica	5,378	5,378	5,378	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	4,798	4,098	4,098
Turbogás	4,424	4,367	4,367	4,311	4,311	4,225	3,847	3,819	3,803	3,789	3,596	3,596	3,596	3,596	3,596
Combustión Interna	1,365	1,365	1,418	1,418	1,418	1,418	1,387	1,387	1,355	1,355	1,355	1,355	1,355	1,355	1,355
Lecho fluidizado	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580
Importación	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Limpia</b>	<b>21,821</b>	<b>23,920</b>	<b>27,277</b>	<b>30,164</b>	<b>33,369</b>	<b>34,905</b>	<b>36,975</b>	<b>39,964</b>	<b>43,377</b>	<b>45,857</b>	<b>48,406</b>	<b>50,460</b>	<b>51,920</b>	<b>53,380</b>	<b>54,841</b>
<b>Renovable</b>	<b>18,394</b>	<b>19,552</b>	<b>22,909</b>	<b>25,773</b>	<b>27,445</b>	<b>28,254</b>	<b>30,292</b>	<b>31,023</b>	<b>33,360</b>	<b>35,839</b>	<b>38,389</b>	<b>40,442</b>	<b>40,542</b>	<b>40,642</b>	<b>40,742</b>
Hidroeléctrica	12,551	12,566	12,807	12,826	12,826	13,281	15,152	15,730	16,695	16,695	16,976	16,976	16,976	16,976	16,976
Eólica	3,861	4,472	5,557	8,376	9,734	9,734	9,734	9,734	10,965	12,593	13,912	15,101	15,101	15,101	15,101
Geotérmica	937	939	951	977	1,201	1,455	1,521	1,575	1,616	1,642	1,697	1,760	1,760	1,760	1,760
Solar Fotovoltaica	1,031	1,562	3,603	3,580	3,647	3,770	3,870	3,970	4,070	4,895	5,790	6,591	6,691	6,791	6,891
Termosolar	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Otras	3,427	4,368	4,368	4,391	5,924	6,651	6,683	8,941	10,017	10,017	10,017	10,017	11,378	12,738	14,098
Nucleoeléctrica	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	2,980	4,341	5,701
Bioenergía	704	704	704	704	704	704	704	734	764	764	764	764	764	764	764
Cogeneración eficiente	1,097	2,038	2,038	2,061	3,594	4,321	4,353	6,581	7,627	7,627	7,627	7,627	7,627	7,627	7,627
Frenos regenerativos	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
<b>Total<sup>1/</sup></b>	<b>70,376</b>	<b>76,472</b>	<b>80,475</b>	<b>85,561</b>	<b>90,998</b>	<b>91,181</b>	<b>92,841</b>	<b>95,690</b>	<b>98,436</b>	<b>100,902</b>	<b>103,321</b>	<b>105,162</b>	<b>106,562</b>	<b>107,278</b>	<b>109,367</b>

Nota: El Total incluye la adición y retiro de capacidad. <sup>1/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 4.5.2. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2016-2030**  
(Gigawatt-hora)

Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Convencional</b>	<b>225,679</b>	<b>227,011</b>	<b>228,028</b>	<b>230,942</b>	<b>228,118</b>	<b>228,493</b>	<b>230,283</b>	<b>219,614</b>	<b>216,172</b>	<b>223,111</b>	<b>230,331</b>	<b>237,929</b>	<b>246,340</b>	<b>255,782</b>	<b>263,830</b>
Ciclo combinado	168,092	177,480	192,526	218,471	223,189	223,783	225,378	214,702	211,042	217,743	225,307	231,801	241,179	249,886	257,649
Termoeléctrica convencional	5,195	2,303	217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Carboeléctrica	38,711	38,427	30,169	7,708	274	96	276	94	182	247	171	1,382	279	847	978
Turbogás	8,193	3,454	120	406	341	326	340	477	534	643	493	509	633	805	940
Combustión Interna	1,312	1,184	832	120	64	51	51	103	163	241	121	0	0	5	23
Lecho fluidizado	4,175	4,163	4,163	4,163	4,175	4,163	4,163	4,163	4,175	4,163	4,163	4,163	4,175	4,163	4,163
Importación	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
<b>Limpia</b>	<b>65,158</b>	<b>71,388</b>	<b>77,919</b>	<b>86,336</b>	<b>97,120</b>	<b>105,751</b>	<b>114,387</b>	<b>124,207</b>	<b>134,813</b>	<b>141,328</b>	<b>148,217</b>	<b>154,386</b>	<b>162,855</b>	<b>170,825</b>	<b>179,776</b>
<i>Renovable</i>	51,854	56,596	61,826	69,499	77,939	84,666	92,595	95,176	102,781	109,358	116,247	121,910	122,435	122,277	122,456
Hidroeléctrica	34,154	34,109	34,813	34,893	34,989	36,843	44,123	46,129	49,286	49,151	49,902	49,902	50,039	49,902	49,902
Eólica	10,521	13,109	15,763	21,480	27,753	30,759	30,759	30,759	34,659	39,673	43,716	47,366	47,495	47,366	47,366
Geotérmica	6,604	6,638	6,688	6,748	8,599	10,304	10,772	11,154	11,476	11,628	12,018	12,464	12,498	12,464	12,464
Solar Fotovoltaica	557	2,713	4,535	6,350	6,571	6,733	6,915	7,107	7,333	8,878	10,585	12,151	12,376	12,519	12,697
Termosolar	19	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Otras	13,304	14,792	16,092	16,837	19,181	21,085	21,792	29,031	32,032	31,969	31,969	32,476	40,419	48,548	57,320
Nucleoeléctrica	10,718	11,062	11,062	11,062	11,092	11,062	11,062	11,062	11,092	11,062	11,062	11,062	20,406	29,639	38,928
Bioenergía	276	258	278	335	258	257	301	388	469	493	493	900	472	279	257
Cogeneración eficiente	2,310	3,472	4,752	5,440	7,830	9,766	10,429	17,581	20,471	20,415	20,415	20,514	19,541	18,630	18,135
Frenos regenerativos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total <sup>1/</sup></b>	<b>290,837</b>	<b>298,399</b>	<b>305,946</b>	<b>317,278</b>	<b>325,238</b>	<b>334,244</b>	<b>344,670</b>	<b>343,822</b>	<b>350,984</b>	<b>364,439</b>	<b>378,547</b>	<b>392,315</b>	<b>409,195</b>	<b>426,608</b>	<b>443,606</b>

<sup>1/</sup> Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 4.6.1. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2016-2030**

(Millones de dólares)

Año	Costos de Inversión	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	Costos Variables de Operación y Mantenimiento	Costos de Combustible	Costos de Falla	Total	Variación (%)
2016	896	1,663	819	6,058	0	9,436	-
2017	1,471	1,585	755	6,234	0	10,046	6.5
2018	2,112	1,503	698	5,506	0	9,819	-2.3
2019	2,947	1,439	645	5,168	0	10,199	3.9
2020	3,294	1,330	619	4,729	0	9,972	-2.2
2021	3,177	1,223	588	4,382	0	9,370	-6.0
2022	3,107	1,121	551	4,150	0	8,929	-4.7
2023	3,033	1,041	513	3,966	0	8,552	-4.2
2024	3,054	974	482	3,698	2	8,210	-4.0
2025	2,989	903	447	3,496	0	7,834	-4.6
2026	2,914	842	417	3,301	1	7,474	-4.6
2027	2,801	782	392	3,250	3	7,228	-3.3
2028	2,926	753	365	2,926	2	6,971	-3.6
2029	2,990	712	341	2,753	11	6,808	-2.3
2030	33,203	7,437	3,511	28,596	718	73,465	-
<b>Total</b>	<b>70,912</b>	<b>23,308</b>	<b>11,142</b>	<b>88,214</b>	<b>737</b>	<b>194,313</b>	

Fuente: Elaborado por SENER

**TABLA 4.6.2. COSTOS DEL SEN POR ESCENARIO**

(Millones de dólares)

Año	Escenarios Base			Escenarios		
	Bajo	Planeación	Alto	Bajo	Planeación	Alto
2016	9,594	9,436	9,014	9,594	9,436	9,014
2017	10,155	10,046	10,020	10,155	10,046	10,020
2018	9,669	9,812	9,740	9,669	9,819	9,776
2019	9,643	10,175	10,014	9,645	10,199	10,049
2020	9,000	9,922	9,870	9,004	9,972	9,953
2021	8,276	9,266	9,650	8,331	9,370	9,791
2022	7,725	8,744	9,526	7,872	8,929	9,768
2023	7,331	8,229	9,570	7,604	8,552	9,926
2024	6,944	7,794	9,445	7,328	8,210	9,842
2025	6,534	7,336	9,200	6,996	7,834	9,603
2026	6,158	7,001	8,968	6,643	7,474	9,387
2027	6,042	6,670	8,737	6,648	7,228	9,281
2028	5,987	6,603	8,644	6,359	6,971	9,134
2029	5,801	6,577	8,773	6,102	6,808	9,132
2030	63,289	71,031	99,089	65,785	73,465	100,374
<b>Total</b>	<b>172,149</b>	<b>188,642</b>	<b>230,259</b>	<b>177,735</b>	<b>194,313</b>	<b>235,049</b>

Fuente: Elaborado por SENER

**TABLA 5.1.25. METAS FÍSICAS DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2016-2030**  
(Kilómetro-circuito)

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

Fuente: CENACE.

**TABLA 5.1.26. METAS FÍSICAS DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN 2016-2030**  
(Megavoltampere)

Año	Subestaciones MVA					Total
	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	
2016	0.0	0.0	4,300.0	1,850.0	1,309.5	7,459.4
2017	0.0	0.0	1,633.3	1,285.0	1,275.4	4,193.7
2018	0.0	0.0	1,535.0	2,798.3	1,181.9	5,515.2
2019	6,000.0	0.0	0.0	1,268.0	485.0	7,753.0
2020	0.0	0.0	875.0	460.0	618.7	1,953.7
2021	2,000.0	1,300.0	1,750.0	1,193.3	252.5	6,495.8
2022	0.0	0.0	0.0	280.0	430.0	710.0
2023	0.0	0.0	3,100.0	2,624.9	626.9	6,351.8
2024	0.0	0.0	4,625.0	1,230.0	260.0	6,115.0
2025	0.0	0.0	1,000.0	1,524.9	629.4	3,154.3
2026	0.0	0.0	1,205.0	40.0	720.0	1,965.0
2027	0.0	0.0	2,825.0	420.0	380.0	3,625.0
2028	0.0	0.0	1,000.0	1,333.3	352.5	2,685.8
2029	0.0	0.0	1,600.0	600.0	523.0	2,723.0
2030	0.0	0.0	375.0	1,558.3	221.3	2,154.6
<b>Total</b>	<b>8,000.0</b>	<b>1,300.0</b>	<b>25,823.3</b>	<b>18,466.0</b>	<b>9,266.1</b>	<b>62,855.4</b>
<b>Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante</b>						<b>3,350.0</b>
<b>Total MVA</b>						<b>66,205.4</b>

Fuente: CENACE

**TABLA 5.1.27. METAS FÍSICAS DE OBRAS DE COMPENSACIÓN 2016-2030**  
(Megavolt-sampere-reactivo)

Año	Compensación Mvar					Total
	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	
2016	0.0	0.0	362.0	800.0	322.4	1,484.3
2017	0.0	0.0	350.0	48.0	289.6	687.6
2018	0.0	0.0	349.8	35.0	553.1	937.9
2019	0.0	0.0	2,355.7	0.0	209.6	2,565.3
2020	0.0	0.0	0.0	0.0	122.8	122.8
2021	0.0	0.0	317.0	21.0	51.5	389.5
2022	0.0	0.0	600.0	0.0	172.5	772.5
2023	0.0	0.0	0.0	0.0	255.0	255.0
2024	0.0	0.0	700.0	0.0	406.1	1,280.7
2025	0.0	0.0	62.0	46.0	76.1	184.1
2026	0.0	0.0	428.6	0.0	145.4	574.0
2027	0.0	0.0	1,150.0	0.0	115.8	1,265.8
2028	0.0	0.0	66.6	0.0	162.0	228.6
2029	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6	33.6
2030	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	12.0
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>6,741.7</b>	<b>950.0</b>	<b>2,927.5</b>	<b>10,619.2</b>
<b>Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante</b>						<b>300.0</b>
<b>Total Mvar</b>						<b>10,919.2</b>

Fuente: CENACE.

**TABLA 5.5.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PRODESEN**  
(Kilovolt; kilómetro-circuito)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)	Fecha de entrada	Región de Control
Hermosillo V - Dynatech <sup>2/</sup>	115	2	1.0	abr-16	Noroeste
El Habal entronque Habal - Piaxtla <sup>2/</sup>	115	2	0.2	dic-16	Noroeste
Maneadero entronque Ciprés - Cañón <sup>1/</sup>	115	2	6.0	abr-17	Baja California
Angostura - Tapachula Potencia <sup>1/, 4/, 8/</sup>	400	2	193.5	oct-17	Oriental
Atlacomulco Potencia - Almoloya <sup>1/, 4/</sup>	400	2	28.0	abr-18	Central
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 <sup>1/</sup>	400	2	0.4	abr-18	Noroeste
Playa del Carmen - Playacar <sup>1/, 8/</sup>	115	1	2.5	abr-18	Peninsular
Playacar - Chankanaab II <sup>1/, 8/, 9/</sup>	115	1	25.0	abr-18	Peninsular
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas <sup>1/, 3/, 8/</sup>	230	2	17.5	may-18	Oriental
Puebla II - San Lorenzo Potencia <sup>1/, 3/, 8/</sup>	400	2	13.0	abr-19	Oriental
Veracruz II - Tamarindo II <sup>1/, 3/</sup>	115	2	36.0	abr-19	Oriental
Veracruz I - Mocambo <sup>1/</sup>	115	1	4.3	abr-19	Oriental
Agustín Millán II - Volcán Gordo <sup>1/, 4/, 8/</sup>	400	2	44.7	oct-19	Central
Volcán Gordo - Yauatepec Potencia <sup>1/, 3/, 8/</sup>	400	2	125.0	oct-19	Central

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)	Fecha de entrada	Región de Control
Yautepec Potencia - Topilejo L1 <sup>1/, 5/, 8/</sup>	400	1	75.7	oct-19	Central
Ixtepec Potencia - Juile <sup>1/, 3/, 8/</sup>	400	2	136.0	oct-19	Oriental
Yautepec Potencia - Ixtepec Potencia <sup>1/, 6/, 8/</sup>	±500	Bipolo	1,200.0	oct-19	Oriental
Samalayuca - Samalayuca Sur L1 <sup>1/, 5/</sup>	230	1	3.8	abr-22	Norte
Samalayuca - Samalayuca Sur L2 <sup>1/, 5/</sup>	230	1	4.0	abr-22	Norte
L1 y L2 Cerro Blanco - Tepic II <sup>1/, 11/</sup>	400	2	-	abr-18	Occidental
L1 y L2 San Lorenzo Potencia - Puebla III <sup>1/, 11/</sup>	400	2	-	abr-18	Oriental
L1 y L2 Juile - Ixtepec Potencia <sup>1/, 11/</sup>	400	2	-	abr-18	Oriental
Malpaso Dos - Tabasco Potencia <sup>1/, 11/</sup>	400	1	-	abr-18	Oriental
Manuel Moreno Torres - Tabasco Potencia <sup>1/, 11/</sup>	400	1	-	abr-18	Oriental
Kilómetro 110 - Tulancingo <sup>1/</sup>	85	1	4.2	sep-18	Central
Santa Fe entronque Las Águilas - Contadero <sup>2/, 10/</sup>	230	2	5.6	nov-18	Central
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 1) <sup>1/, 4/</sup>	230	2	16.0	dic-18	Noroeste
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) (Tramo 2) <sup>1/, 3/</sup>	230	2	11.0	dic-18	Noroeste
Huautla - San Miguel Santa Flor <sup>2/</sup>	115	1	30.9	dic-18	Oriental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuierillas - Álamos <sup>1/</sup>	69	2	9.0	abr-19	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Guadalajara I - Bugambillas <sup>1/, 4/</sup>	69	2	9.0	abr-19	Occidental
Irapuato I - Irapuato II <sup>1/</sup>	115	2	18.0	abr-19	Occidental
Ayutla - Papagayo <sup>1/</sup>	115	1	56.0	abr-19	Oriental
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente <sup>1/, 3/</sup>	115	2	60.0	abr-19	Oriental
Tilapa - Zinacatepec <sup>2/</sup>	115	1	30.0	oct-19	Oriental
Chichi Suárez entronque Nachicom - Cholul <sup>1/</sup>	115	2	0.2	mar-20	Peninsular
Chichi Suárez entronque Nachicom - Izamal <sup>1/</sup>	115	2	9.0	mar-20	Peninsular
Chichi Suárez entronque Nachicom - Norte <sup>1/</sup>	115	2	0.2	mar-20	Peninsular
Chichi Suárez entronque Norte - Kanasín Potencia <sup>1/</sup>	230	4	14.8	mar-20	Peninsular
Chichi Suárez entronque Norte - Kopté <sup>1/</sup>	115	2	1.0	mar-20	Peninsular
Colonia Juárez - Nuevo Casas Grandes <sup>2/</sup>	115	1	35.0	abr-20	Norte
Maniobras Mieleras - Diagonal <sup>1/, 5/</sup>	115	1	7.2	abr-20	Norte
Torreón Oriente - California <sup>1/, 3/</sup>	115	2	5.3	abr-20	Norte
Takata - Torreón Oriente <sup>1/, 5/</sup>	115	1	5.2	abr-20	Norte
Torreón Sur - Takata <sup>1/, 5/</sup>	115	1	5.3	abr-20	Norte
Torreón Sur - Maniobras Mieleras <sup>1/, 5/</sup>	115	1	5.0	abr-20	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente <sup>1/, 5/</sup>	115	1	13.4	abr-20	Norte
Nueva Jauja - Tepic Industrial <sup>2/</sup>	115	2	7.6	abr-20	Occidental
Unión de San Antonio - San Francisco del Rincón <sup>2/</sup>	115	1	25.0	abr-20	Occidental
Tapalpa - Sayula <sup>2/</sup>	115	2	16.0	abr-20	Occidental
Potrerrillos - San Roque <sup>1/, 3/</sup>	115	2	8.0	abr-20	Occidental

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)	Fecha de entrada	Región de Control
Potreros entronque León I - Ayala <sup>1/</sup>	115	2	32.0	abr-20	Occidental
Conin - Marqués Oriente <sup>1/, 4/</sup>	115	2	5.0	abr-20	Occidental
Tepeyac - San Idelfonso <sup>1/, 4/</sup>	115	2	9.5	abr-20	Occidental
Cales - Pijijapan <sup>2/</sup>	115	1	22.0	dic-20	Oriental
Cucapah - Seri <sup>1/, 6/</sup>	±500	Bipolo	1,400.0	abr-21	Baja California
Cucapah - Sánchez Taboada <sup>1/, 4/</sup>	230	2	10.0	abr-21	Baja California
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada <sup>1/</sup>	230	2	2.0	abr-21	Baja California
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II <sup>1/</sup>	230	2	2.0	abr-21	Baja California
Eólico Rumorosa - La Herradura <sup>1/</sup>	400	2	120.0	abr-21	Baja California
Eólico Rumorosa - Cucapah <sup>1/</sup>	400	2	170.0	abr-21	Baja California
La Herradura - Tijuana I <sup>1/, 7/</sup>	400	2	32.0	abr-21	Baja California
Mezquital - Villa Constitución <sup>1/, 6/</sup>	±400	Bipolo	698.0	abr-21	Baja California Sur
Villa Constitución - Olas Altas <sup>1/</sup>	230	2	394.0	abr-21	Baja California Sur
El Infiernito - Mezquita <sup>1/, 6/</sup>	±400	Bipolo	300.0	abr-21	Mulegé
El Infiernito - Bahía de Kino <sup>1/, 6/, 9/</sup>	±400	Bipolo	210.0	abr-21	Mulegé
Jacalitos - Regiomontano <sup>1/, 3/</sup>	400	2	180.0	abr-21	Noreste
Reynosa Maniobras - Jacalitos <sup>1/</sup>	400	2	66.0	abr-21	Noreste
Reynosa Maniobras - Aeropuerto <sup>1/, 3/</sup>	400	2	29.0	abr-21	Noreste
Santa Ana - Nacoziari <sup>1/, 3/, 7/</sup>	400	2	160.0	abr-21	Noroeste
Bahía de Kino - Esperanza <sup>1/, 6/</sup>	±400	Bipolo	100.0	abr-21	Noroeste
Esperanza - Seri <sup>1/</sup>	400	2	110.0	abr-21	Noroeste
Caimanero - Guasave <sup>1/, 3/</sup>	115	2	5.4	abr-21	Noroeste
Caimanero - Bamao <sup>1/</sup>	115	1	17.5	abr-21	Noroeste
Caimanero entronque Santa María - Guasave <sup>1/, 3/</sup>	115	2	5.3	abr-21	Noroeste
Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II <sup>1/</sup>	230	2	31.4	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco <sup>1/</sup>	230	2	0.6	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Sahuaro <sup>1/</sup>	115	2	0.8	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco <sup>1/</sup>	115	2	0.6	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco <sup>1/</sup>	230	2	0.6	abr-21	Noroeste
La Choya - Oriente <sup>1/</sup>	115	1	9.3	abr-21	Noroeste
Ocuituco - Cuautla Dos <sup>2/</sup>	115	1	15.5	abr-21	Oriental
Ferrocarril - Morales <sup>2/</sup>	230	2	3.4	dic-21	Central
La Ciénega - Xipe <sup>3/, 7/</sup>	400	2	190.0	abr-23	Oriental
Tabasco Potencia - Escárcega Potencia <sup>3/</sup>	400	2	298.0	mar-24	Oriental

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
 PRODESEN 2016-2030

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (Km-c)	Fecha de entrada	Región de Control
Malpaso - Tabasco Potencia <sup>3/</sup>	400	2	107.0	mar-24	Oriental
Escárcega Potencia - Ticul II <sup>3/</sup>	400	2	268.0	mar-24	Peninsular
Ticul II - Kanasín Potencia <sup>3/</sup>	230	2	60.7	mar-24	Peninsular
Las Mesas - Atacomulco Potencia <sup>4/</sup>	400	2	240.0	abr-24	Noreste
Lerdo - Camargo II <sup>3/, 7/</sup>	400	2	330.0	abr-24	Norte
Champayán - Tamos <sup>3/</sup>	400	2	50.0	abr-25	Noreste
Poza Rica II - Tamos <sup>3/</sup>	400	2	198.0	abr-25	Oriental
Mazatlán - Jerónimo Ortiz <sup>3/</sup>	400	2	220.0	abr-26	Noroeste
Torréon Sur - Ramos Arizpe <sup>3/</sup>	400	2	236.0	abr-26	Norte
Jerónimo Ortiz - Lerdo <sup>3/</sup>	400	2	217.4	abr-26	Norte
Escárcega Potencia - Lerma <sup>3/</sup>	230	2	203.3	abr-26	Peninsular
Lerma - Mérida Potencia <sup>3/</sup>	230	2	170.0	abr-26	Peninsular
<b>Total</b>			<b>9,254.8</b>		

<sup>1/</sup>Obra PRODESEN. <sup>2/</sup>Obra propuesta por la Subdirección de Transmisión (CFE); <sup>3/</sup>Tendido del primer circuito; <sup>4/</sup>Tendido del segundo circuito; <sup>5/</sup>Recalibración; <sup>6/</sup>Corriente Directa; <sup>7/</sup>Operación inicial en 230 kV; <sup>8/</sup>Obra instruida; <sup>9/</sup>Cable Submarino, <sup>10/</sup>Obra con recursos por aportaciones; <sup>11/</sup>Actualización equipo terminal para incremento en capacidad de transmisión. Nota: Incluyen las obras del PRODESEN 2015. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.5.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PRODESEN**  
(Megavoltampere)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Región de Control
El Habal Banco <sup>1/, 2/</sup>	1	T	10.5	115/13.8	dic-16	Noroeste
La Palma Banco <sup>1/, 2/</sup>	1	T	30.0	115/34.5	dic-16	Norte
Felipe Pescador Banco <sup>1/, 2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	dic-16	Norte
Conejos Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	Norte
Arenales Banco <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/34.5	dic-16	Norte
El Porvenir Banco <sup>1 2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	Oriental
Acajete Banco <sup>1 2/</sup>	1	T	9.4	115/13.8	dic-16	Oriental
Lázaro Cárdenas Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/34.5	dic-16	Peninsular
Querétaro I Banco 1 (Sustitución) <sup>1/</sup>	3	AT	225.0	230/115	abr-18	Occidental
Chankanaab II Bancos 3 y 4 <sup>1/, 3/</sup>	2	T	120.0	115/34.5	abr-18	Peninsular
Dos Bocas Banco <sup>7 1/, 3/</sup>	4	AT	300.0	230/115	may-18	Oriental
Chihuahua Norte Banco <sup>5 1/</sup>	4	AT	400.0	230/115	abr-19	Norte
Ixtepec Potencia Estación Convertidora <sup>1/, 3/</sup>	1	EC	3,000.0	±500/400	oct-19	Oriental
Yautepec Potencia Estación Convertidora <sup>1/, 3/</sup>	1	EC	3,000.0	±500/400	oct-19	Oriental
Ávalos Banco 3 (Traslado) <sup>1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	dic-19	Norte
Ocosingo Banco 3 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	12.5	115/13.8	dic-16	Oriental
Tenosique Banco <sup>2 2/</sup>	1	T	20.0	115/34.5	ene-17	Oriental
Sarabia Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	9.4	115/13.8	jul-17	Oriental
Juchitán Banco <sup>2 2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	sep-17	Oriental
Salina Cruz Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	sep-17	Oriental
El Habal Banco <sup>2 1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	oct-17	Noroeste
Mapastepec Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	oct-17	Oriental
Tapachula Aeropuerto Banco <sup>2 2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	oct-17	Oriental
Tapachula Oriente Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	oct-17	Oriental
Fuertes Banco <sup>3 2/</sup>	1	T	30.0	115/34.5	dic-17	Oriental
Tehuantepec Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	12.5	115/13.8	feb-18	Oriental
Flores Magón Banco <sup>1 2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	abr-18	Noroeste
Bonfil Banco <sup>2 2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	oct-18	Peninsular
Santa Fe Bancos 1, 2 y 3 (SF6) <sup>2/, 4/</sup>	3	T	180.0	230/23	nov-18	Central
Huautla Banco <sup>1 2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	dic-18	Oriental
Pacífico Banco <sup>2 2/</sup>	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-19	Baja California
Topolobampo Banco <sup>1 2/, 4/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	Noroeste
Cimatario Banco <sup>2 2/, 4/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	Occidental
Estadio Corregidora Banco <sup>2 2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	Occidental

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL  
PRODESEN 2016-2030

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Región de Control
Querétaro Industrial Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	Occidental
Tlajomulco Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	60.0	230/23	abr-19	Occidental
Santa Cruz Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	12.5	115/13.8	abr-19	Occidental
Guadalajara Industrial Banco 2 <sup>1/</sup>	4	T	225.0	230/69	abr-19	Occidental
Irapuato II Banco 3 (Traslado) <sup>1/</sup>	4	AT	133.0	230/115	abr-19	Occidental
Cholula II Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	Oriental
Mazatán Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	Oriental
Las Torres Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	138/13.8	jun-19	Noreste
Berriozábal Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	sep-19	Oriental
Tilapa Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	oct-19	Oriental
Chignahuapan Banco 1 (Sustitución) <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	Oriental
Chichi Suárez Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/115	mar-20	Peninsular
Xcalacoco Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	mar-20	Peninsular
Carranza Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	40.0	161/13.8	abr-20	Baja California
Compuertas Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	Noroeste
Saucito Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/23	abr-20	Norte
Colina Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Norte
Colonia Juárez Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Norte
Monteverde Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/34.5	abr-20	Norte
Torreón Sur Banco 3 <sup>1/</sup>	3	AT	375.0	400/115	abr-20	Norte
Nueva Jauja Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	Occidental
Nueva Pedregal Banco 1 <sup>2/, 4/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Occidental
Satélite Banco 2 <sup>2/, 10/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Occidental
Jesús del Monte Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Occidental
Unión de San Antonio Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Occidental
Tapalpa Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/23	abr-20	Occidental
Campos Banco 1 (SF6) <sup>2/</sup>	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	Occidental
Potreriillos Banco 4 <sup>1/</sup>	4	T	500.0	400/115	abr-20	Occidental
León III Banco 3 (Traslado) <sup>1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	dic-20	Occidental
Cales Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	9.4	115/13.8	dic-20	Oriental
La Encantada <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/69/13.8	abr-21	Baja California
Cucapah Bancos 1 y 2 <sup>1/</sup>	7	AT	875.0	400/230	abr-21	Baja California
Cucapah Estación Convertidora <sup>1/</sup>	1	EC	1,000.0	±500/400	abr-21	Baja California
La Herradura Bancos 1 y 2 <sup>1/</sup>	7	AT	875.0	400/230	abr-21	Baja California
Mezquital Estación Convertidora <sup>1/</sup>	1	EC	150.0	±400/115	abr-21	Mulegé
Villa Constitución Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/115	abr-21	Baja California Sur

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha de entrada	Región de Control
Villa Constitución Estación Convertidora <sup>1/</sup>	1	EC	500.0	±400/230	abr-21	Baja California Sur
Olas Altas Banco 2 <sup>1/</sup>	3	AT	100.0	230/115	abr-21	Baja California Sur
Seri Estación Convertidora <sup>1/</sup>	1	EC	1,000.0	±500/400	abr-21	Noroeste
Esperanza Estación Convertidora <sup>1/</sup>	1	EC	650.0	±400/400	abr-21	Noroeste
Caimanero Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/115	abr-21	Noroeste
Mar de Cortés Banco 1 <sup>1/</sup>	4	AT	300.0	230/115	abr-21	Noroeste
Mitla Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	Norte
Ocuituco Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	12.5	115/13.8	abr-21	Oriental
La Silla Apodaca Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	jun-21	Noreste
Río Sonora Banco 2 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	jun-21	Noroeste
Ferrocarril Banco 1 (SF6) <sup>2/</sup>	1	T	60.0	230/23	dic-21	Central
Lomas Banco 1 <sup>2/</sup>	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	Oriental
Torreón Sur Banco 4	3	AT	375.0	400/230	abr-24	Norte
Deportiva Banco 3	3	AT	330.0	400/230	abr-26	Central
Riviera Maya Banco 3	3	AT	375.0	400/230	abr-26	Peninsular
<b>Total</b>			<b>17,536.6</b>			

<sup>1/</sup>Obra PRODESEN; <sup>2/</sup>Obra propuesta por la Subdirección de Transmisión (CFE); <sup>3/</sup>Obra instruida a la CFE para su construcción, <sup>4/</sup>Obra con recursos por aportaciones. T. Transformador AT. Autotransformador EC. Estación Convertidora. Fuente: CENACE.

**TABLA 5.5.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PRODESEN**

(Kilovolt; Megavoltamperesreactivo)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Hidalgo Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	161	21.0	abr-17	Baja California
Packard Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	161	21.0	abr-17	Baja California
San Simón Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California
Guerrero Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	69	16.0	abr-17	Baja California
México Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	69	16.0	abr-17	Baja California
Santiago Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California Sur
Bledales Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	12.5	abr-17	Baja California Sur
Guamúchil II Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-17	Noroeste
Tapachula Potencia Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Reactor	400	100.0	oct-17	Oriental
Guanajuato Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Santa Fe II Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	30.0	abr-18	Occidental
Buenavista Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Dolores Hidalgo Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Fragua Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Griega Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Querétaro Oriente Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Chankanaab II Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	34.5	6.0	abr-18	Peninsular
Chankanaab Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	34.5	6.0	abr-18	Peninsular
Cozumel Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	34.5	6.0	abr-18	Peninsular
Esperanza Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Reactor	13.8	21.0	oct-18	Noroeste
Donato Guerra Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	100.0	dic-18	Central
Volcán Gordo Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Reactor	400	66.8	oct-19	Central
Fresnillo Potencia Mvar <sup>1/, 3/</sup>	Capacitor	115	30.0	abr-20	Occidental
Tamazunchale Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	oct-22	Noroeste
Mérida II Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	30.0	mar-18	Peninsular
Poniente Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	30.0	mar-18	Peninsular
El Carrizo Mvar (Traslado) <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-18	Noroeste
Nogales Aeropuerto Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	230	35.0	dic-18	Noroeste
Industrial Caborca Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	30.0	abr-19	Noroeste
Seis de Abril Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-19	Noroeste
Izúcar de Matamoros Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	12.5	abr-19	Oriental
Alvarado II Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-19	Oriental
San Andrés II Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	7.5	abr-19	Oriental
Puebla II Mvar <sup>1/, 4/</sup>	Capacitor	400	532.2	abr-19	Oriental
Temascal II Mvar <sup>1/, 4/</sup>	Capacitor	400	885.6	abr-19	Oriental

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Juile Mvar <sup>1/, 4/</sup>	Capacitor	400	754.1	abr-19	Oriental
Seri Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	117.0	oct-19	Noroeste
Eólico Rumorosa Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	67.0	abr-21	Baja California
Eólico Rumorosa Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	50.0	abr-21	Baja California
Villa Constitución Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-21	Baja California Sur
Olas Altas Mvar <sup>1/</sup>	Capacitor	115	15.0	abr-21	Baja California Sur
Jacalitos Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	133.0	abr-21	Noreste
Jacalitos Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	400	67.0	abr-21	Noreste
Santa Ana Mvar <sup>1/</sup>	Reactor	230	21.0	abr-21	Noroeste
Ferrocarril Mvar <sup>2/</sup>	Capacitor	23	9.0	dic-21	Central
La Ciénega Mvar	Reactor	230	28.0	abr-23	Oriental
Escárcega Potencia Mvar	Reactor	400	100.0	mar-24	Peninsular
Ticul II Mvar	Reactor	400	133.0	mar-24	Peninsular
Atacomulco Potencia Mvar	Reactor	400	100.0	abr-24	Central
Tamos Mvar	Reactor	400	62.0	abr-25	Noreste
Ramos Arizpe Mvar	Reactor	400	75.0	abr-26	Noreste
Jerónimo Ortiz Mvar	Reactor	400	75.0	abr-26	Norte
Jerónimo Ortiz Mvar	Reactor	400	100.0	abr-26	Norte

<sup>1/</sup> Obra PRODESEN. <sup>2/</sup>Obra propuesta por la Subdirección de Distribución (CFE). <sup>3/</sup>Obra instruida a la CFE para su construcción. <sup>4/</sup>Reemplazo del equipo de Compensación Serie existente de las Líneas de Transmisión. Fuente: CENACE

**TABLA 5.6.2. PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE ENLACES CRÍTICOS A CARGO DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN 2016-2018**

(Kilovolt; Megawatt)

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Fecha de entrada	Región de Control
L1 Malpaso - Minatitlán	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L2 Malpaso - Minatitlán	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L1 Malpaso - Coatzacoalcos	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L1 Coatzacoalcos - Minatitlán	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L1 Juile - Cerro de Oro	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L2 Juile - Cerro de Oro	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L3 Juile - Cerro de Oro	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L1 Manuel Moreno Torres - Juile	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L2 Manuel Moreno Torres - Juile	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L3 Manuel Moreno Torres - Juile	400	1,350.0	dic-16	Oriental
L1 Topilejo - San Bernabé	400	1,350.0	dic-16	Central
L2 Topilejo - San Bernabé	400	1,350.0	dic-16	Central
L1 Durango Dos - Mazatlán Dos	230	360.0	dic-16	Norte
L1 Jerónimo Ortíz - Fresnillo	230	360.0	dic-16	Norte
L1 Lerdo - La Trinidad	230	360.0	dic-16	Norte
L1 Aeropuerto - Villa de García	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Aeropuerto - Las Glorias	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Las Glorias - Villa de García	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Aeropuerto - Ternium	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Ternium - Huinalá	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Anáhuac Tamaulipas Potencia - El Guerreño	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 El Guerreño - Aeropuerto	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Anáhuac Tamaulipas Potencia - Aeropuerto	400	1,350.0	dic-17	Noreste
L1 Zapata - Mezcala	230	360.0	dic-17	Oriental
L2 Zapata - Mezcala	230	360.0	dic-17	Oriental
L1 Saltillo - Andalucía	230	360.0	dic-17	Noreste
L1 Cabo San Lucas Dos - Turbogás Los Cabos	115	140.0	dic-17	Baja California Sur
L2 Cabo San Lucas Dos - Turbogás Los Cabos	115	140.0	dic-17	Baja California Sur
L1 PiTasa Interna de Retornoera - Donato Guerra	400	1,350.0	dic-17	Occidental
L2 PiTasa Interna de Retornoera - Donato Guerra	400	1,350.0	dic-17	Occidental
L1 Lázaro Cárdenas - Donato Guerra	400	1,500.0	dic-17	Occidental
L1 Donato Guerra - Almoloya	400	1,350.0	dic-17	Occidental
L1 Donato Guerra - Agustín Millán	400	1,350.0	dic-17	Occidental
L1 Agustín Millán - Deportiva	400	1,350.0	dic-17	Central
L1 Donato Guerra - Nopala	400	1,350.0	dic-17	Central

Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Fecha de entrada	Región de Control
L1 Río Escondido - Hércules Potencia	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L1 Río Escondido - Frontera	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L1 Carbón Dos - Frontera	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L1 Carbón Dos - Lampazos	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L2 Carbón Dos - Lampazos	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L1 Lampazos - Escobedo	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L2 Lampazos - Escobedo	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L1 Frontera - Villa de García	400	1,350.0	dic-18	Noreste
L2 Frontera - Villa de García	400	1,350.0	dic-18	Noreste

Fuente: CENACE.

**TABLA 5.6.3. METAS FÍSICAS DE MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN**  
(Unidades)

Componentes	2016	2017	2018	2019	2020	Total
<b>Subestaciones (Equipo primario)</b>						
Interruptores 400 kV	31	32	18	9	14	104
Interruptores 230 kV	129	149	97	75	56	506
Interruptores 115 kV	92	88	64	26	35	305
Interruptores < 115 kV	148	110	108	117	100	583
Cuchillas 400 kV	81	119	68	56	59	383
Cuchillas 230 kV	387	292	286	302	281	1,548
Cuchillas 115 kV	315	267	235	212	155	1,184
Cuchillas < 115 kV	268	140	218	97	90	813
DP's ó DPI's 400 kV	30	8	41	6	3	88
DP's ó DPI's 230 kV	105	149	109	56	49	468
DP's ó DPI's 115 kV	56	58	57	43	24	238
DP's ó DPI's < 115 kV	121	14	47	49	45	276
TC's 400 kV	55	132	67	28	15	297
TC's 230 kV	220	285	208	311	224	1,248
TC's 115 kV	162	126	89	63	47	487
TC's < 115 kV	96	27	75	63	23	284
AP's 400 kV	126	54	52	18	6	256
AP's 230 kV	201	185	189	183	110	868
AP's 115 kV	134	200	95	101	71	601
AP's < 115 kV	150	21	28	33	95	327
Barras 400 kV	10	13	1	2	2	28
Barras 230 kV	29	4	53	5	6	97
Barras 115 kV	33	10	79	4	14	140
Barras < 115 kV	19	4	14	58	22	117
Transformadores (Sustitución)	16	39	34	33	25	147
Transformadores (Modernización Sistemas)	141	100	59	30	47	377
Reactores	2	6	4	1	5	18
Capacitores	29	57	41	6	8	141
Plantas de emergencia	19	10	8	1	2	40
Tableros de Transferencia Automática	14	5	3	0	7	29
Bancos de baterías	39	65	88	59	38	289
Cargadores	26	35	33	16	7	117
CEV's	1	0	0	0	0	1
Tableros de Servicios propios CD y CA	190	87	103	72	34	486

Componentes	2016	2017	2018	2019	2020	Total
<b>Protección y Medición</b>						
Esq. Protección 400 kV	21	3	28	2	17	71
Esq. Protección 230 kV	95	51	73	4	6	229
Esq. Protección 115 kV	71	30	32	15	41	189
Esq. Protección < 115 kV	5	22	16	4	5	52
Esq. De Medición	304	101	107	88	57	657
Tableros integrales 400 kV	64	41	43	50	60	258
Tableros integrales 230 kV	101	138	115	88	106	548
Tableros integrales 115 kV	69	57	36	117	72	351
Tableros integrales < 115 kV	26	26	20	33	63	168
Casetas de Control Prefabricadas	15	17	4	2	3	41
Esquemas Discretos	6	2	6	0	4	18
Esquemas Integradores de Información	14	4	5	6	8	37
Registradores de Disturbio	176	114	123	84	45	542
PMU	19	5	11	2	3	40
Cable de Control	1,713,520	1,235,590	2,937,476	1,276,257	1,169,440	8,332,283
<b>Control</b>						
SICLE	46	33	24	17	23	143
Subsistema Remoto SSR	228	153	88	40	179	688
Simulador	28	70	41	21	37	197
Subsistema Local	168	159	65	49	31	472
Aplicaciones SICLE	25	22	17	5	5	74
SIME	4	19	9	8	1	41
Concentrador de Información de Instalación	47	35	10	7	10	109
Nodo Secundario	19	2	5	0	0	26
Aplicaciones SIME	8	1	4	5	2	20
IMEEP	691	300	500	438	371	2,300
MM SCADA	5	71	136	15	45	272
SINALPT	29	12	11	15	1	68
IMARP	45	6	0	1	1	53
Control del CEV	1	2	2	0	1	6
Sistema de Control y Protección	2	10	2	2	0	16
Válvula de Tasa Interna de Retornoistores	3	4	6	4	1	18
Sistema de Enfriamiento	3	4	3	1	2	13
Sistema Auxiliares para CEV	1	2	3	3	2	11
Sistema de Monitoreo y Control	1	7	2	0	3	13

Componentes	2016	2017	2018	2019	2020	Total
<b>Comunicaciones</b>						
Equipo Digital de Teleprotección (EDT)	148	125	87	36	53	449
Ondas Portadoras por Líneas de Alta Tensión (OPLAT)	111	107	72	54	49	393
(Conmutador Datos) Multiplex. PDH, Switch Capa 3, Access Point	317	207	148	132	88	892
Conmutadores de Voz	68	77	35	39	20	239
Radio Portátil (VHF - FM)	537	378	295	218	176	1,604
Radio Móvil (VHF - FM)	437	256	114	152	97	1,056
Radio Repetidores Digitales (VHF - FM)	43	42	14	17	15	131
Radio Bases Digitales (VHF - FM)	207	109	34	24	36	410
Consola de Control Remoto	57	55	8	4	19	143
Sistema Troncalizado	0	34	39	16	44	133
Microondas	56	68	70	78	69	341

Fuente: Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad.

**TABLA 6.1.3. INVERSIONES DE DISTRIBUCIÓN 2010-2015**  
(Millones de pesos)

COMPONENTES	PRESUPUESTO HISTÓRICO EJERCIDO					
	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
<b>Total Ampliación</b>	<b>3,688</b>	<b>3,775</b>	<b>2,778</b>	<b>3,953</b>	<b>3,162</b>	<b>2,880</b>
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					644	501
Modernización de la medición						1,355
Red Inteligente (sistemas)						
Equipamiento Operativo <sup>1/</sup>	1,630	1,917	2,018	1,734	1,897	433
<b>Total Modernización</b>	<b>7,060</b>	<b>8,359</b>	<b>5,986</b>	<b>5,380</b>	<b>5,226</b>	<b>5,522</b>
Demanda Incremental PIDIREGAS	43	327	523	450	675	752
Reducción pérdidas PIDIREGAS						
<b>Total Obra Pública Financiada</b>	<b>43</b>	<b>327</b>	<b>523</b>	<b>450</b>	<b>675</b>	<b>752</b>
<b>Total</b>	<b>10,791</b>	<b>12,461</b>	<b>9,287</b>	<b>9,783</b>	<b>9,063</b>	<b>9,154</b>

<sup>1/</sup> Estos componentes corresponden a funciones de distribución. Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.1.11. PROYECTOS PRIORITARIOS PARA LAS RGD**

No.	Proyecto	División	Problemática	Beneficios	Opciones Evaluadas	Costo-Beneficio
1	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Volcanes	Valle de México Sur	Es la Zona que más pérdidas tiene en su división y en el país ya que pierde un 58% de la energía total recibida.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI, retiro de red secundaria y reemplazo de transformadores de diferentes capacidades y para la opción 2 se consideran medidores AMI, reemplazo de algunos transformadores y sustitución de la red de baja tensión por cable múltiple forrado.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 512.9 millones de pesos, un B/C de 1.86 y una TIR de 22.88%.
2	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Ermita	Valle de México Sur	Es una de las Zonas que más pérdidas tienen en el país, ya que están en el orden del 18%.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI y para la opción 2 se consideran medidores electrónicos de Autogestión.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 153.8 millones de pesos, un B/C de 6.39 y una TIR de 69.28%.
3	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Lomas	Valle de México Sur	Es una de las Zonas que más pérdidas aporta al indicador de pérdidas de su división, sus pérdidas están al 21%.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI y para la opción 2 se consideran medidores electrónicos de Autogestión.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 968.9 millones de pesos, un B/C de 8.70 y una TIR de 89.15%.
4	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Toluca	Valle de México Sur	Es una de las Zonas que más pérdidas tiene en el país, están al 25% de la energía total recibida.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI y para la opción 2 se consideran medidores electrónicos de Autogestión.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 148.6 millones de pesos, un B/C de 1.29 y una TIR de 15.86%.
5	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Coapa	Valle de México Sur	Es una de las Zonas que más pérdidas tiene en su división y en el país ya que pierde un 35% de la energía total recibida.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI, retiro de red secundaria y reemplazo de transformadores de diferentes capacidades y para la opción 2 se consideran medidores AMI, reemplazo de algunos transformadores y sustitución de la red de baja tensión por cable múltiple forrado.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 138.5 millones de pesos, un B/C de 1.26 y una TIR de 15.49%.
6	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Universidad	Valle de México Sur	Es una de las Zonas que más pérdidas tiene en su división y en el país ya que pierde un 22% de la energía total recibida.	Reducción de Pérdidas, reducción de gastos operativos (Mano de obra, combustibles, etc.).	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI y para la opción 2 se consideran medidores electrónicos de Autogestión.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 314.2 millones de pesos, un B/C de 4.25 y una TIR de 48.93%.
7	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Atizapán	Valle de México Norte	Es la tercera Zona de su división con más pérdidas ya que registra un 18.95% del total de la energía	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI, retiro de red secundaria y reemplazo de	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del

No.	Proyecto	División	Problemática	Beneficios	Opciones Evaluadas	Costo-Beneficio
			recibida.	comercialización.	transformadores de diferentes capacidades y para la opción 2 se consideran medidores AMI, reemplazo de algunos transformadores y sustitución de la red de baja tensión por cable múltiple forrado.	análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 131.8 millones de pesos, un B/C de 1.20 y una TIR de 14.69%.
8	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Naucalpan	Valle de México Norte	Esta Zona registra un 9.87 % de pérdidas del total de la energía recibida.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI, retiro de red secundaria y reemplazo de transformadores de diferentes capacidades y para la opción 2 se consideran medidores AMI, reemplazo de algunos transformadores y sustitución de la red de baja tensión por cable múltiple forrado.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 572.4 millones de pesos, un B/C de 1.96 y una TIR de 24.10%.
9	Conversión de Red del poblado Unión de Tula	Jalisco	Alto índice de fallas por instalaciones obsoletas, riesgo en la operación de la red y reducción de pérdidas técnicas.	Reducción de inconformidades, promover el desarrollo turístico del pueblo al quitar la contaminación visual y mostrar más claro su arquitectura colonial así como reducción de pérdidas.	En la opción 1 se pretende hacer una conversión de red aérea a subterránea del poblado con optimización de redes de baja tensión, en la opción 2 se propone el mismo polígono pero con optimización de redes en media tensión.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 4.2 millones de pesos, un B/C de 1.20 y una TIR de 15.39%.
10	Reconfiguración de la Red de Media Tensión en la Zona Valle Bravo	Centro Sur	Subestaciones que no están al centro de carga. Mal diseño de circuitos. Traslape de áreas de influencia de los circuitos involucrados. Altas pérdidas. Problemas de Regulación.	Mayor flexibilidad en la operación de la red, ordenamiento de las áreas de influencia, reducción de pérdidas técnicas, reducción de quejas por bajo voltaje y apertura de medidores digitales.	En la opción 1 se pretende hacer un reordenamiento integral de la red de media tensión y en la opción 2 se plantea la construcción de enlaces entre circuitos por medio de equipo automatizado.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que presenta mayores beneficios para operar la red, reducción de 34.44%.
11	Red subterránea Cd. Altamirano centro	Centro Sur	Alto índice de fallas por instalaciones obsoletas, sectores sobrecargados, riesgo en la operación de la red y reducción de pérdidas técnicas.	Reducción de inconformidades, reducción de pérdidas, reducción de costos operativos, mayor confiabilidad y seguridad hacia el cliente y hacia la empresa.	En la opción 1 se pretende hacer una conversión de red aérea a subterránea del centro de la ciudad con optimización de redes de baja tensión, en la opción 2 se propone la misma obra adicionando la conversión de aéreo a subterráneo la troncal del circuito que suministra energía al área de estudio.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que se requiere menor inversión y los beneficios en reducción de pérdidas son prácticamente los mismos en ambas opciones, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 226.7 millones de pesos, un B/C de 4.96 y una TIR de 76.43%.
12	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Nezahualcóyotl	Valle de México Centro	Es la Zona con mayor porcentaje de pérdidas de su división con un registro de 34.84% del total de la energía recibida.	Reducción de Pérdidas (recuperación de las ventas de energía), energía no servida, ahorros operativos de comercialización.	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI, retiro de red secundaria y reemplazo de transformadores de diferentes capacidades y para la opción 2 se consideran medidores AMI, reemplazo de algunos transformadores y sustitución de la red de baja tensión por cable múltiple forrado.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 196.1 millones de pesos, un B/C de 1.29 y una TIR de 15.83%.

No.	Proyecto	División	Problemática	Beneficios	Opciones Evaluadas	Costo-Beneficio
13	Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en Zona Polanco	Valle de México Centro	Esta Zona registró un porcentaje de pérdidas de 14.54 % del total de la energía recibida.	Reducción de Pérdidas, reducción de gastos operativos (Mano de obra, combustibles, etc.).	En la opción 1 se considera sustitución de medidores normales por tecnología AMI y para la opción 2 se consideran medidores electrónicos de Autogestión.	La Opción 1 es la que presenta los mejores beneficios ya que el impacto en la reducción de pérdidas es mayor que la opción 2, del análisis costo-beneficio tenemos un VPN de 46.9 millones de pesos, un B/C de 1.87 y una TIR de 23.07%.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 6.3.6. CONCEPTOS DE INVERSIÓN PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN**

Fondo de Inversión	Programas y proyectos de Inversión	Conceptos de Inversión
Ampliaciones de Líneas de Distribución.	I. Instalación de dispositivos para la prevención de colapsos en líneas de alta tensión. II. Cambio de cable de potencia en líneas de 115 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ampliaciones normales de líneas de subtransmisión.</li> <li>Reemplazo de postes.</li> <li>Mejoras obras civiles a líneas subtransmisión.</li> </ul>
Ampliaciones Subestaciones de Distribución.	I. Modernización de Subestaciones de Distribución. II. Demanda Incremental (Inv. Financiada).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ampliaciones normales a subestaciones.</li> <li>Mejoras del sistema de tierras.</li> <li>Reemplazo de interruptores.</li> <li>Mejoras / obras civiles de subestaciones.</li> <li>Modernización de subestaciones (Protecciones, Transformadores, Interruptores).</li> </ul>
Ampliación a redes de Distribución	I. Reducción de Pérdidas. II. Confiabilidad en las Redes Generales de Distribución. III. Instalación de Equipo para el Control Supervisorio de Distribución (SCADA). IV. Modernización de la Av. Paseo de la Reforma (Red subterránea). V. Interconexión Isla de Holbox. VI. Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres. VII. Conversión Aéreo a Subterráneo (SECTUR). VIII. Conversión de la Red Eléctrica de Baja California Sur. IX. Instalación de dispositivos para la prevención de colapsos en líneas de media tensión. X. Red Eléctrica Inteligente (sistemas).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ampliaciones normales a redes.</li> <li>Instalaciones de Capacitores.</li> <li>Instalación de equipos de conexión y desconexión.</li> <li>Construcción y refuerzo de líneas primarias.</li> <li>Mejoras a redes secundarias.</li> <li>Reemplazo de postes.</li> <li>Mejora a sistemas subterráneos.</li> <li>Instalación de apartarrayos y corta circuitos.</li> </ul>
Equipo de Trabajo para Distribución	I. Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo de cómputo, comunicación, transporte, laboratorio, herramienta de trabajo y diversos, etc.</li> </ul>
Edificios Distribución	I. Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Construcción, ampliación o adquisición de edificios y terrenos.</li> </ul>
Acometidas	I. Instalación de Acometidas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Para conexión y modificación de servicios.</li> </ul>
Medidores y Equipo de Medición	I. Instalación de Medidores AMI para reducción de pérdidas. II. Modernización (cambio de medidores electromecánicos por electrónicos). III. Reducción pérdidas (Inv. Financiada).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adquisición de equipos dedicados a la medición de la energía eléctrica para la atención de usuarios.</li> <li>Modernización de la medición.</li> <li>Regularización de servicios.</li> <li>Mejoras a redes secundarias.</li> </ul>

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

**TABLA 7.1.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA POR CONCEPTO 2016-2030**

(Millones de pesos)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL 2016-2030
Generación	155,926	129,628	173,170	190,570	139,781	44,044	44,732	59,530	83,195	102,510	91,018	88,011	129,725	122,695	129,053	1,683,587
Transmisión <sup>1/</sup>	17,239	33,918	22,908	17,544	24,585	11,958	13,596	22,833	17,159	17,101	16,158	13,170	10,082	9,381	12,766	260,401
Distribución	30,645	35,151	29,413	20,437	16,027	14,016	16,261	18,846	17,969	16,696	14,231	16,420	19,307	18,537	17,366	301,322
<b>Total</b>	<b>203,810</b>	<b>198,697</b>	<b>225,492</b>	<b>228,552</b>	<b>180,392</b>	<b>70,018</b>	<b>74,589</b>	<b>101,209</b>	<b>118,323</b>	<b>136,307</b>	<b>121,408</b>	<b>117,601</b>	<b>159,114</b>	<b>150,613</b>	<b>159,185</b>	<b>2,245,310</b>

<sup>1/</sup> Incluye Ampliación y Modernización. Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 7.1.2. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2016-2030<sup>1/</sup>**

(Millones de pesos)

Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL 2016- 2030
<b>Limpia</b>	<b>99,740</b>	<b>64,498</b>	<b>126,621</b>	<b>90,829</b>	<b>92,678</b>	<b>44,044</b>	<b>44,732</b>	<b>59,530</b>	<b>83,195</b>	<b>102,510</b>	<b>89,361</b>	<b>85,581</b>	<b>116,507</b>	<b>115,452</b>	<b>116,034</b>	<b>1,331,309</b>
Eólica	28,339	20,976	37,281	89,050	43,445	0	0	0	37,632	55,502	38,775	39,679	0	0	0	390,678
Solar Fotovoltaica	53,806	26,719	82,380	0	3,427	5,971	5,995	5,971	5,971	46,470	43,687	44,231	5,281	4,226	4,808	338,945
Nucleoeléctrica	5,092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111,226	111,226	111,226	338,770
Cogeneración Eficiente	9,025	16,287	0	349	37,703	12,211	501	30,927	16,370	0	0	0	0	0	0	123,371
Hidroeléctrica	1,852	371	7,285	363	0	18,855	36,204	20,739	21,672	0	5,440	0	0	0	0	112,781
Geotérmica	1,014	146	1,047	1,068	6,730	7,006	2,032	1,432	936	538	1,459	1,670	0	0	0	25,078
Bioenergía	11	0	0	0	0	0	0	461	614	0	0	0	0	0	0	1,086
Termosolar	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600
<b>Convencional</b>	<b>56,186</b>	<b>65,131</b>	<b>45,176</b>	<b>99,741</b>	<b>48,476</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,657</b>	<b>2,431</b>	<b>13,218</b>	<b>7,243</b>	<b>13,019</b>	<b>352,277</b>
Ciclo Combinado	46,287	58,315	42,750	94,800	48,476	0	0	0	0	0	1,657	2,431	13,218	7,243	13,019	328,195
Termoeléctrica Convencional	2,503	6,816	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,319
Combustión Interna	4,242	0	2,426	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,668
Turbogás	3,153	0	0	968	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,121
Carboeléctrica	0	0	0	3,784	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,784
Importación	0	0	0	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190
<b>Total <sup>2/</sup></b>	<b>155,926</b>	<b>129,628</b>	<b>173,170</b>	<b>190,570</b>	<b>139,781</b>	<b>44,044</b>	<b>44,732</b>	<b>59,530</b>	<b>83,195</b>	<b>102,510</b>	<b>91,018</b>	<b>88,011</b>	<b>129,725</b>	<b>122,695</b>	<b>129,053</b>	<b>1,683,587</b>

<sup>1/</sup> Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. <sup>2/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 17.06 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

**TABLA 7.1.3. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR MODALIDAD 2016-2030<sup>1/</sup>**

(Millones de pesos)

Modalidad <sup>2/</sup>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL 2016-2030
Genérico	0	0	0	363	6,014	6,033	16,566	20,427	18,781	21,280	34,883	17,468	111,952	113,064	112,451	479,281
AUT	62,605	6,218	22,442	29,922	43,445	113	1,706	0	23,022	53,745	39,528	35,613	650	0	0	319,008
CFE	21,489	46,135	24,224	69,210	31,671	19,829	19,930	14,472	12,455	0	1,657	3,146	13,218	7,243	13,019	297,698
PP	46,783	15,995	2,397	0	3,424	5,858	6,030	6,432	4,794	24,669	13,545	31,785	3,905	2,388	3,583	171,590
Otros	9,077	20,825	101,571	17,540	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	149,012
COG	9,271	4,249	0	349	37,703	12,211	501	18,200	13,880	0	0	0	0	0	0	96,363
PIE	4,034	15,741	22,536	42,542	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	84,852
GEN	164	20,466	0	30,456	17,520	0	0	0	0	2,815	1,405	0	0	0	0	72,825
EXP	2,503	0	0	0	0	0	0	0	10,263	0	0	0	0	0	0	12,767
IMP	0	0	0	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190
<b>Total <sup>3/</sup></b>	<b>155,926</b>	<b>129,628</b>	<b>173,170</b>	<b>190,570</b>	<b>139,781</b>	<b>44,044</b>	<b>44,732</b>	<b>59,530</b>	<b>83,195</b>	<b>102,510</b>	<b>91,018</b>	<b>88,011</b>	<b>129,725</b>	<b>122,695</b>	<b>129,053</b>	<b>1,683,587</b>

<sup>1/</sup> Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. <sup>2/</sup> AUT: Autoabastecimiento, CFE: Comisión Federal de Electricidad, PP: Pequeño Productor, COG: Cogeneración, PIE: Productor Independiente de Energía, GEN: Generación, EXP: Exportación, IMP: Importación. <sup>3/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 17.06 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

**TABLA 7.1.4. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR REGIÓN DE CONTROL 2016-2030<sup>1/</sup>**

(Millones de pesos)

Entidad Federativa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL 2016-2030
01-Central	3,999	27,647	0	0	19,977	0	501	5,405	614	1,024	0	0	13,218	7,243	13,019	92,646
02-Oriental	16,749	16,658	20,797	80,814	13,675	21,100	29,400	8,317	40,111	35,986	5,440	0	111,226	111,226	111,226	622,723
03-Occidental	24,050	17,226	26,792	48,954	10,780	16,850	2,032	13,854	6,772	17,922	1,459	1,670	0	0	0	188,362
04-Noroeste	28,937	16,718	16,185	19,683	10,434	0	1,219	5,971	3,531	36,690	26,093	3,528	3,167	0	0	172,155
05-Norte	16,520	26,463	23,282	15,462	0	0	6,805	11,373	5,971	9,780	18,618	40,704	0	0	0	174,977
06-Noreste	53,603	23,536	47,386	18,780	71,030	0	0	14,611	4,462	1,108	37,751	39,679	0	0	0	311,946
07-Peninsular	3,443	1,075	32,630	0	10,339	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47,609
08-Baja California	4,279	0	0	4,190	715	0	0	0	21,733	0	0	0	2,114	4,226	4,808	42,065
09-Baja California Sur	3,580	0	5,339	2,687	2,830	5,971	4,777	0	0	0	1,657	2,431	0	0	0	29,273
10-Mulegé	767	306	759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,831
<b>Total <sup>2/</sup></b>	<b>155,926</b>	<b>129,628</b>	<b>173,170</b>	<b>190,570</b>	<b>139,781</b>	<b>44,044</b>	<b>44,732</b>	<b>59,530</b>	<b>83,195</b>	<b>102,510</b>	<b>91,018</b>	<b>88,011</b>	<b>129,725</b>	<b>122,695</b>	<b>129,053</b>	<b>1,683,587</b>

<sup>1/</sup> Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. <sup>2/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 17.06 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

**TABLA 7.1.5. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016-2030<sup>1/</sup>**

(Millones de pesos)

Entidad Federativa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL 2016-2030
AGS	0	7,165	2,529	0	0	0	0	0	5,262	0	0	0	0	0	0	14,956
BC	4,279	0	0	349	715	0	0	0	21,733	0	0	0	2,114	2,435	4,808	36,432
BCS	4,347	306	6,098	2,687	2,830	5,971	4,777	0	0	0	1,657	2,431	0	0	0	31,104
CHIH	10,274	20,441	0	0	0	0	6,805	10,912	0	2,247	16,909	24,918	0	0	0	92,506
CHIS	681	0	6,880	363	0	0	27,060	0	13,307	0	0	0	0	0	0	48,291
COAH	11,102	6,021	28,300	3,784	0	0	0	461	2,438	6,016	37,751	20,326	0	0	0	116,201
DGO	6,247	0	0	15,462	0	0	0	0	5,505	2,625	1,709	15,785	0	0	0	47,332
GRO	0	0	0	0	0	18,855	0	0	8,928	0	0	0	0	0	0	27,783
GTO	5,374	1,791	12,324	0	10,183	11,771	0	0	0	6,380	0	0	0	0	0	47,824
HGO	921	5,203	0	0	13,989	0	501	0	512	1,024	0	0	13,218	0	0	35,367
JAL	8,900	2,423	10,893	28,580	0	0	512	715	963	6,680	1,459	1,670	0	0	0	62,796
MEX	3,078	10,885	0	0	5,988	0	0	0	614	0	0	0	0	7,243	0	27,808
MICH	0	0	1,047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,047
MOR	0	11,559	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,019	24,578
NAY	737	0	0	0	597	5,079	1,520	13,138	34	0	0	0	0	0	0	21,106
NL	26,444	0	22,536	14,996	10,065	0	0	0	0	0	0	9,895	0	0	0	83,936
OAX	0	0	13,917	78,732	13,648	0	0	4,860	5,133	35,986	0	0	0	0	0	152,275
PUE	1,014	0	0	1,720	27	1,927	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,687
QR	2,409	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,409
QRO	82	0	0	0	0	0	0	0	0	2,047	0	0	0	0	0	2,129
SIN	0	0	0	19,683	10,434	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30,117
SLP	1,791	3,439	6,748	20,374	17,520	0	0	1,816	2,490	0	0	0	0	0	0	54,178
SON	28,937	16,718	16,185	3,841	0	0	1,219	5,971	3,531	36,690	26,093	3,528	3,167	1,791	0	147,670
TAB	246	16,287	0	0	0	317	0	2,123	0	0	0	0	0	0	0	18,973
TAMS	9,654	17,134	9,069	0	43,445	0	0	12,795	0	0	0	9,458	0	0	0	101,555
VER	14,807	371	0	0	0	0	2,339	6,739	12,744	0	5,440	0	111,226	111,226	111,226	376,118
YUC	1,035	1,075	32,630	0	10,339	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,200
ZAC	13,568	8,810	4,014	0	0	0	0	0	0	2,815	0	0	0	0	0	29,207
<b>Total<sup>2/</sup></b>	<b>155,926</b>	<b>129,628</b>	<b>173,170</b>	<b>190,570</b>	<b>139,781</b>	<b>44,044</b>	<b>44,732</b>	<b>59,530</b>	<b>83,195</b>	<b>102,510</b>	<b>91,018</b>	<b>88,011</b>	<b>129,725</b>	<b>122,695</b>	<b>129,053</b>	<b>1,683,587</b>

<sup>1/</sup> Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. <sup>2/</sup> Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 17.06 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

**TABLA 7.2.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE TRANSMISIÓN 2016-2030**

(Millones de pesos)

Proyectos y Obras	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2016-2030
Obra PRODESEN	1,219	9,254	12,229	13,352	20,399	3,926	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,379
Obra Pública Financiada	10,222	18,789	5,675	374	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,076
Obra de Recurso Propio	1,201	736	388	126	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,520
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	55	710	4,237	9,505	18,417	12,386	11,935	10,561	7,099	3,742	2,652	5,583	86,884
<b>Ampliación<sup>1/</sup></b>	<b>12,642</b>	<b>28,778</b>	<b>18,292</b>	<b>13,907</b>	<b>21,196</b>	<b>8,163</b>	<b>9,505</b>	<b>18,417</b>	<b>12,386</b>	<b>11,935</b>	<b>10,561</b>	<b>7,099</b>	<b>3,742</b>	<b>2,652</b>	<b>5,583</b>	<b>184,859</b>
<b>Modernización</b>	<b>4,598</b>	<b>5,139</b>	<b>4,617</b>	<b>3,637</b>	<b>3,389</b>	<b>3,795</b>	<b>4,092</b>	<b>4,416</b>	<b>4,773</b>	<b>5,166</b>	<b>5,597</b>	<b>6,071</b>	<b>6,340</b>	<b>6,729</b>	<b>7,183</b>	<b>75,542</b>
<b>Total</b>	<b>17,239</b>	<b>33,918</b>	<b>22,908</b>	<b>17,544</b>	<b>24,585</b>	<b>11,958</b>	<b>13,596</b>	<b>22,833</b>	<b>17,159</b>	<b>17,101</b>	<b>16,158</b>	<b>13,170</b>	<b>10,082</b>	<b>9,381</b>	<b>12,766</b>	<b>260,401</b>

<sup>1/</sup> Programa de Ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación. Fuente: CENACE.

**TABLA 7.2.2. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN AMPLIACIÓN DE TRANSMISIÓN POR COMPONENTE 2016-2030<sup>1/</sup>**

(Millones de pesos)

Transmisión																
Proyectos y Obras	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2016-2030
Obra PRODESEN	842	4,122	5,097	4,427	11,459	1,143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,091
Obra Pública Financiada	4,786	12,920	2,311	167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,184
Obra de Recurso Propio	520	263	105	45	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	946
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	43	441	2,438	5,225	12,952	7,437	7,507	6,649	3,553	1,832	877	2,869	51,823
<b>Total</b>	<b>6,148</b>	<b>17,305</b>	<b>7,513</b>	<b>4,682</b>	<b>11,912</b>	<b>3,581</b>	<b>5,225</b>	<b>12,952</b>	<b>7,437</b>	<b>7,507</b>	<b>6,649</b>	<b>3,553</b>	<b>1,832</b>	<b>877</b>	<b>2,869</b>	<b>100,043</b>
Transformación																
Proyectos y Obras	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2016-2030
Obra PRODESEN	215	4,734	6,254	8,537	8,696	2,618	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31,054
Obra Pública Financiada	4,864	5,625	3,095	173	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,771
Obra de Recurso Propio	656	415	261	49	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,413
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	13	175	1,514	3,869	4,731	4,271	3,635	3,073	3,275	1,752	1,716	2,526	30,550
<b>Total</b>	<b>5,735</b>	<b>10,773</b>	<b>9,610</b>	<b>8,772</b>	<b>8,917</b>	<b>4,132</b>	<b>3,869</b>	<b>4,731</b>	<b>4,271</b>	<b>3,635</b>	<b>3,073</b>	<b>3,275</b>	<b>1,752</b>	<b>1,716</b>	<b>2,526</b>	<b>76,788</b>
Compensación																
Proyectos y Obras	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2016-2030
Obra PRODESEN	162	397	878	388	245	165	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,235
Obra Pública Financiada	572	244	270	34	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,121
Obra de Recurso Propio	25	59	21	31	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162
Obras a mediano y largo plazo	0	0	0	0	95	285	410	734	679	792	839	271	158	59	188	4,511
<b>Total</b>	<b>759</b>	<b>700</b>	<b>1,169</b>	<b>453</b>	<b>367</b>	<b>450</b>	<b>410</b>	<b>734</b>	<b>679</b>	<b>792</b>	<b>839</b>	<b>271</b>	<b>158</b>	<b>59</b>	<b>188</b>	<b>8,028</b>

<sup>1/</sup> Programa de Ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación. Fuente: CENACE.

**TABLA 7.3.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN DISTRIBUCIÓN 2016-2030**

(Millones de pesos)

Componentes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2016-2030
Reducción Pérdidas Técnicas	4,518	1,582	1,634	1,317	1,077	1,621	1,895	2,208	2,115	1,972	1,683	1,943	2,285	2,194	2,055	30,099
Instalación de Medidores AMI para reducción de pérdidas	1,078	1,078	1,186	1,305	1,435	1,176	1,376	1,603	1,535	1,432	1,221	1,410	1,658	1,592	1,491	20,576
Instalación de Equipo Automatizado (EPROSEC)	1,100	248	235	298	246	233	273	318	304	284	242	279	329	315	296	5,000
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	111	433	415	498	508	412	481	561	537	501	427	494	580	557	522	7,037
Regularización de Colonias Populares	518	917	878	866	835	871	1,018	1,187	1,137	1,060	904	1,044	1,228	1,179	1,104	14,746
Instalación de Acometidas y Medidores	2,613	2,580	2,683	2,791	2,902	2,661	3,112	3,626	3,473	3,239	2,763	3,191	3,752	3,602	3,374	46,362
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	241	1,677	1,404	1,417	1,330	1,393	1,629	1,898	1,817	1,695	1,446	1,670	1,963	1,885	1,766	23,231
<b>Total Ampliación</b>	<b>10,179</b>	<b>8,515</b>	<b>8,435</b>	<b>8,492</b>	<b>8,333</b>	<b>8,367</b>	<b>9,784</b>	<b>11,401</b>	<b>10,918</b>	<b>10,183</b>	<b>8,686</b>	<b>10,031</b>	<b>11,795</b>	<b>11,324</b>	<b>10,608</b>	<b>147,051</b>
Modernización de Líneas de Distribución	2,092	1,167	1,168	977	546	1,159	1,355	1,579	1,512	1,410	1,203	1,389	1,633	1,568	1,469	20,227
Modernización de Subestaciones de Distribución	1,014	1,332	932	1,013	844	924	1,081	1,260	1,206	1,125	960	1,108	1,303	1,251	1,172	16,525
Instalación de Equipo para el Control Supervisorio de Distribución (SCADA)	563	241	259	176	166	257	300	350	335	313	267	308	362	348	326	4,571
Modernización de la Av. Paseo de la Reforma	287	433														720
Interconexión Isla de Holbox	71	150														221
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	65	99														164
Modernización (cambio de medidores electromecánicos por electrónicos)	1,045	399	2,674	4,651	1,901	2,652	3,102	3,614	3,461	3,228	2,753	3,180	3,739	3,590	3,363	43,352
Conversión Aéreo a Subterráneo (SECTUR)	294	1,290	1,290													2,874
Conversión de la Red Eléctrica de Baja California Sur		1,618	1,618													3,236
Instalación de dispositivos para la prevención de colapsos en líneas de alta y media tensión	78															78
Cambio de cable de potencia en líneas de 115 kV	50															50
Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución	999	1,499														2,498
Red Eléctrica Inteligente (sistemas)		1,300	1,430	1,690	2,080											6,500
<b>Total Modernización</b>	<b>6,558</b>	<b>9,528</b>	<b>9,371</b>	<b>8,507</b>	<b>5,537</b>	<b>4,992</b>	<b>5,838</b>	<b>6,803</b>	<b>6,514</b>	<b>6,076</b>	<b>5,183</b>	<b>5,985</b>	<b>7,037</b>	<b>6,757</b>	<b>6,330</b>	<b>101,016</b>
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	62	515	340	158	151	337	394	460	440	410	350	404	475	456	428	5,380
<b>Total Equipamiento Operativo</b>	<b>62</b>	<b>515</b>	<b>340</b>	<b>158</b>	<b>151</b>	<b>337</b>	<b>394</b>	<b>460</b>	<b>440</b>	<b>410</b>	<b>350</b>	<b>404</b>	<b>475</b>	<b>456</b>	<b>428</b>	<b>5,380</b>
Demanda Incremental (Inv. Financiada)	1,008	5,948	7,846	3,280	2,006	320	245	182	97	27	12					20,971
Reducción pérdidas (Inv. Financiada)	12,838	10,645	3,421													26,904
<b>Total Obra Pública Financiada</b>	<b>13,846</b>	<b>16,593</b>	<b>11,267</b>	<b>3,280</b>	<b>2,006</b>	<b>320</b>	<b>245</b>	<b>182</b>	<b>97</b>	<b>27</b>	<b>12</b>					<b>47,875</b>
<b>Total</b>	<b>30,645</b>	<b>35,151</b>	<b>29,413</b>	<b>20,437</b>	<b>16,027</b>	<b>14,016</b>	<b>16,261</b>	<b>18,846</b>	<b>17,969</b>	<b>16,696</b>	<b>14,231</b>	<b>16,420</b>	<b>19,307</b>	<b>18,537</b>	<b>17,366</b>	<b>301,322</b>

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:

### DIRECCIÓN GENERAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Oliver Ulises Flores Parra Bravo**

Director General

**Nelson Ricardo Delgado Contreras**

Director General Adjunto de Programas de Generación

**Daniela Pontes Hernández**

Directora de Instrumentos de Energías Limpias

**José Israel Muciño Jara**

Director de Transmisión

**Agustín Lara Fernández**

Jefe de Departamento de Instrumentos y Promoción de Energías Limpias

**Alma Delia García Rivera**

Jefa de Departamento de Planeación de Generación Eléctrica

**Guillermo Aguirre López**

Jefe de Departamento de Seguimiento a Proyectos de Generación

**José Amador Orta Mendoza**

Jefe de Departamento de Análisis de la Red Nacional de Transmisión

**Roberto Badillo Hernández**

Analista de Proyectos de Transmisión

**DIRECCIÓN GENERAL DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y  
VINCULACIÓN SOCIAL**

**Edmundo Gil Borja**

Director General

**Miguel Genel Cruz**

Director de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

**Carlos Muñoz Arango**

Jefe de Departamento de Normatividad Eléctrica

**Manuel Alberto Castellanos Cueto**

Jefe de Departamento de Distribución

**Sergio Cortés López**

Jefe de Departamento de Supervisión de Instalaciones Eléctricas

# 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

## SUBSECRETARÍA DE ELECTRICIDAD

**Jeff Thomas Pavlovic**

Director General de Seguimiento y Coordinación de la Industria Eléctrica

## COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

**Enrique Ochoa Reza**

Director General

**Roberto Vidal León**

Subdirector de Distribución

**Marcelino Torres Vázquez**

Coordinador de Distribución

**Guillermo Arizmendi Gamboa**

Gerente de Planeación de Distribución

**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA**

**Eduardo Meraz Ateca**

Director General

**Nemorio González Medina**

Director de Operación y Planeación del Sistema

**Gustavo Villa Carapia**

Subdirector de Planeación

**Sergio Romo Ramírez**

Subgerente de Análisis de Redes Eléctricas

**Carlos Flores Peña**

Encargado de la Jefatura de la Unidad de Recursos de Generación

**ASESORES**

**Felipe César Valdebenito Tepper**

Energy Exemplar

**Osvin Alejandro Martínez Vázquez**

Energy Exemplar

**Agencia Alemana de Cooperación Técnica**

(GIZ)

