



PROGRAMA DE DESARROLLO DEL  
**SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL**  
2016 - 2030  

---

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 nucleoeléctrica 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.)

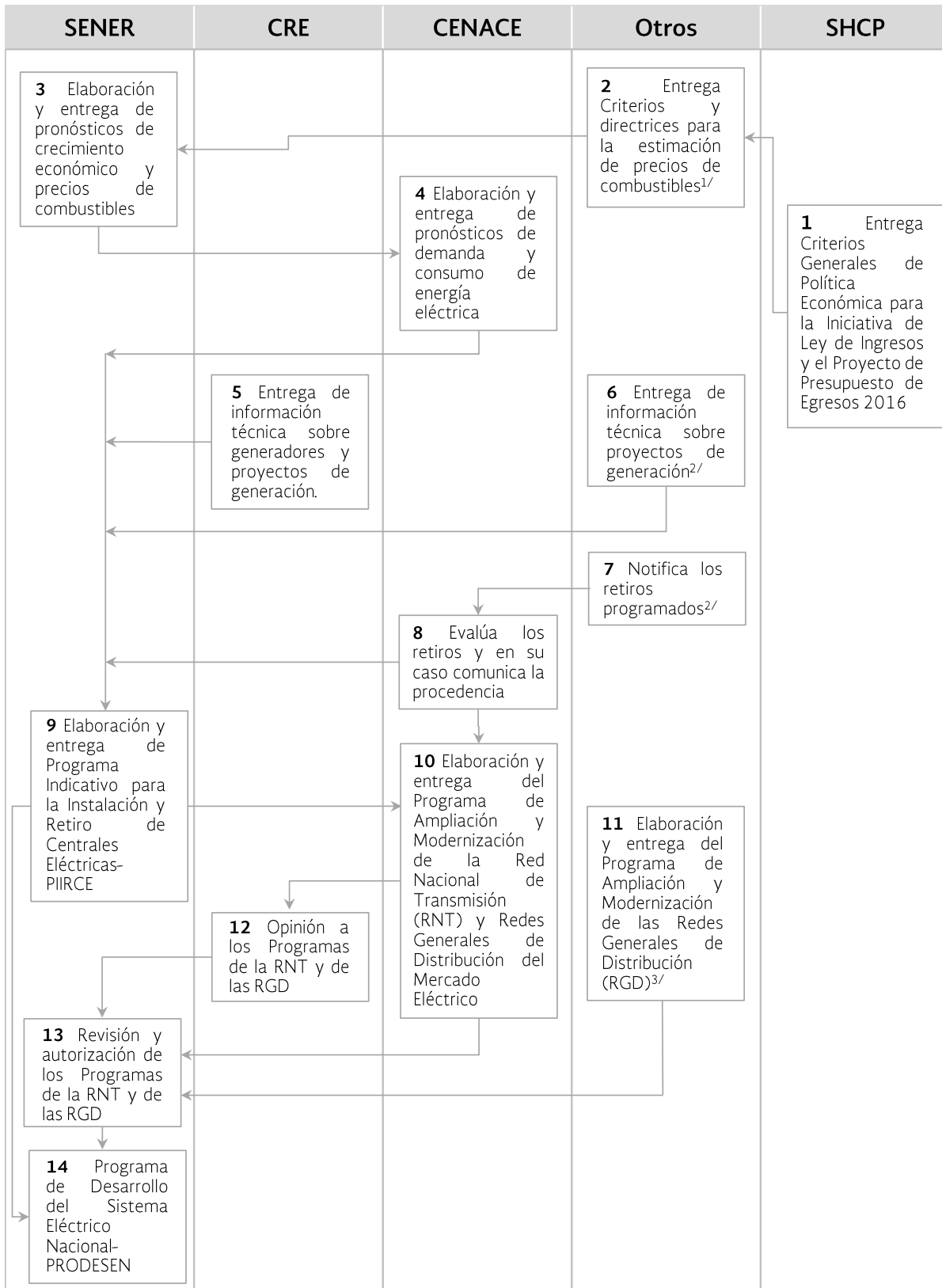
El PRODESEN tiene entre sus principales objetivos:

- 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.).

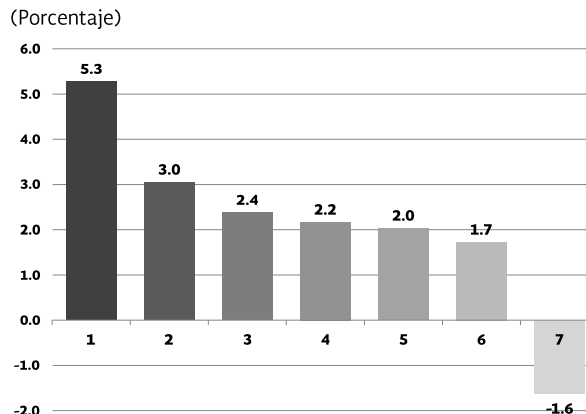
El crecimiento de la industria eléctrica muestra mayor dinamismo comparado con el de otras actividades económicas y con el de la economía en su conjunto. De 2005 a 2015, creció a una tasa promedio anual de 5.3% en comparación con el 2.4% del PIB nacional (ver Gráfico 1.3.1.).

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.

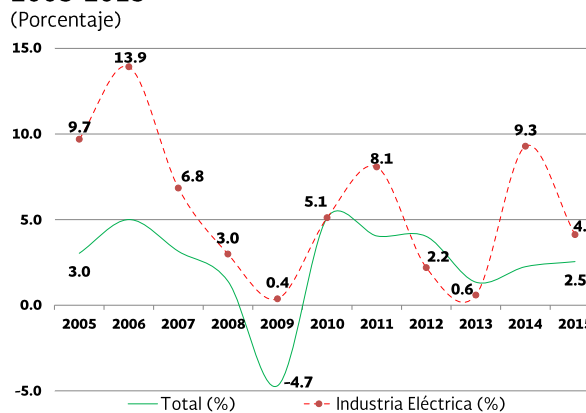
de la economía, la industria eléctrica crece en mayor proporción porque impulsa a los demás sectores productivos del país y satisface las necesidades de un mayor número de usuarios de electricidad; en cambio, cuando la economía entra en fase de recesión, la industria eléctrica crece en menor medida.

**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.

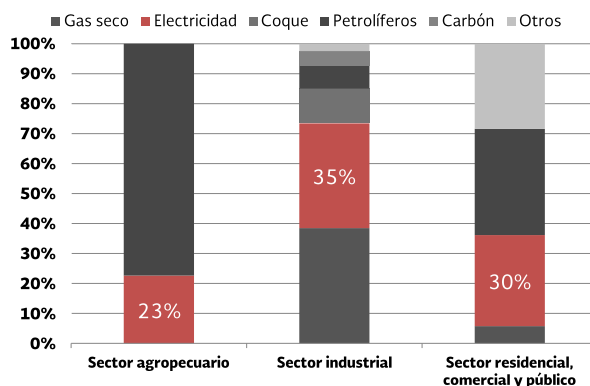
La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 18% del consumo energético nacional. Representa el 23% del consumo de energía final del sector agropecuario, el 35% del consumo de energía de la industria y el 30% del consumo final de energía de los 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 desempeñarlos 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:

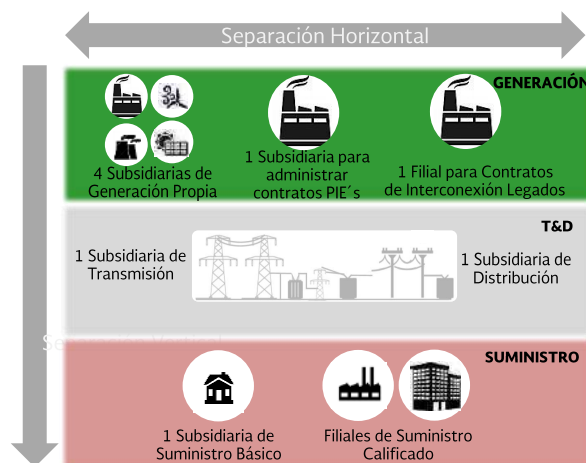
- 1) Creación de Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales (hasta el 31 de marzo de 2016).
- 2) Trámite de permisos y suscripción de contratos para realizar actividades independientes (hasta seis meses después de la entrada en vigor de los TESL de la CFE).
- 3) Operación de filiales y subsidiarias 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.

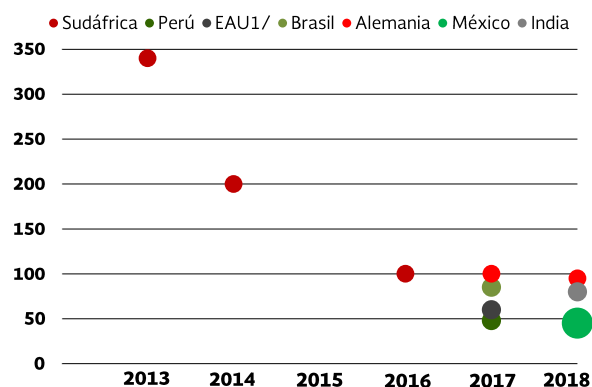
El CENACE es el encargado de convocar a una subasta cada año, y podrá convocar a subastas adicionales cuando así lo solicite el Suministrador de Servicios Básicos o la SENER. Es por ello que, el 19 de noviembre de 2015, el CENACE presentó la Convocatoria para participar en la Primera Subasta de Largo 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.).

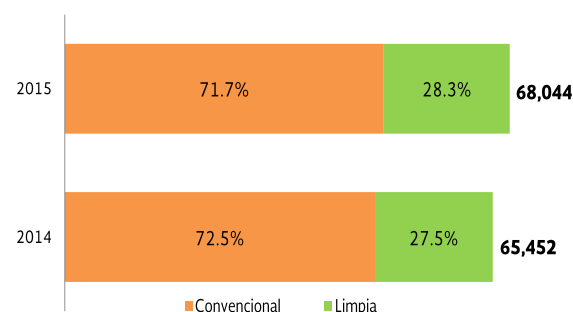
<sup>14</sup> 62,509 MW de capacidad en contrato de interconexión con el CENACE.

<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.

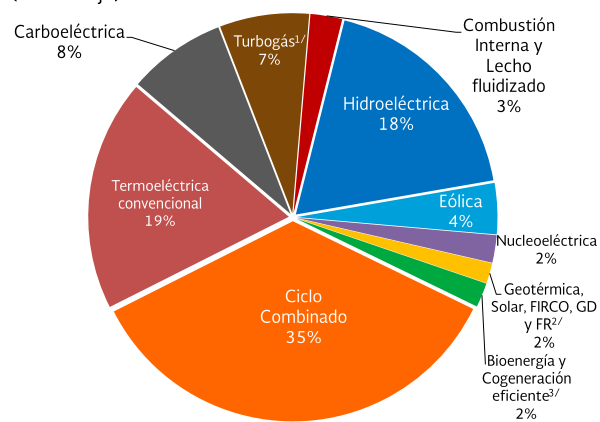
<sup>17</sup> El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) opera programas dirigidos para el desarrollo integral del sector rural, mediante la producción de energía eléctrica

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>

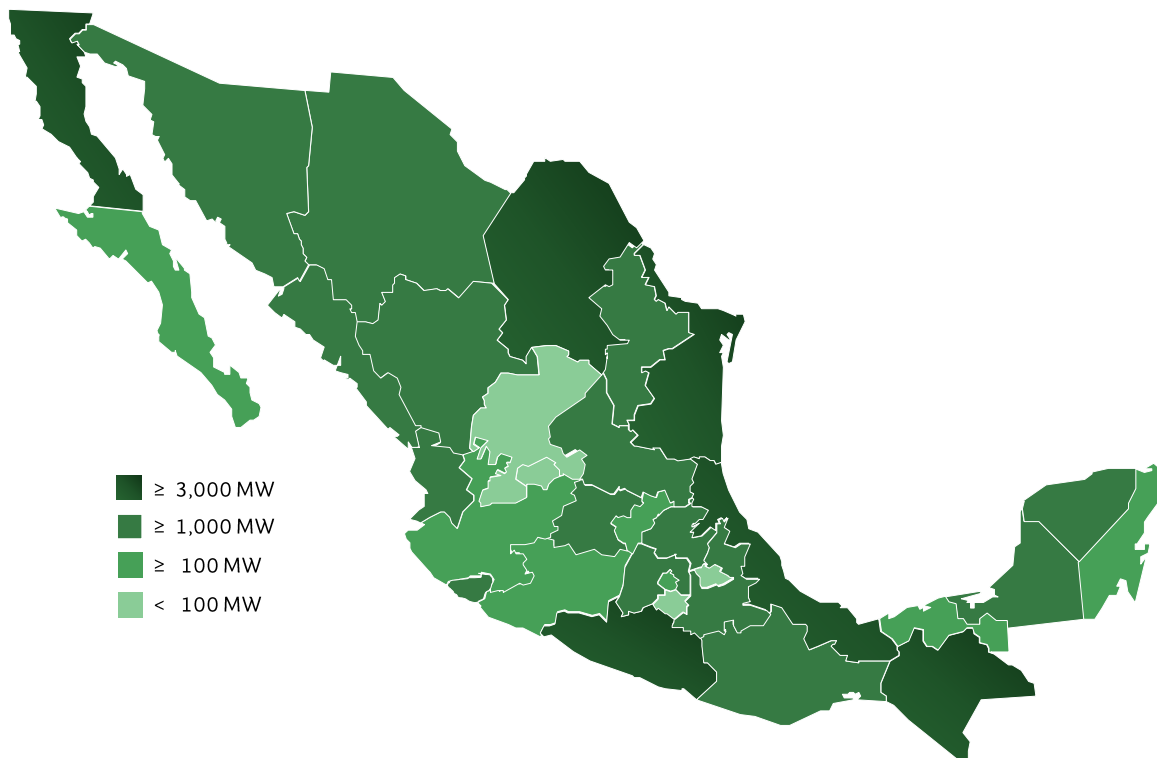
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye plantas móviles. <sup>3/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). <sup>4/</sup> Incluye uso de bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo 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

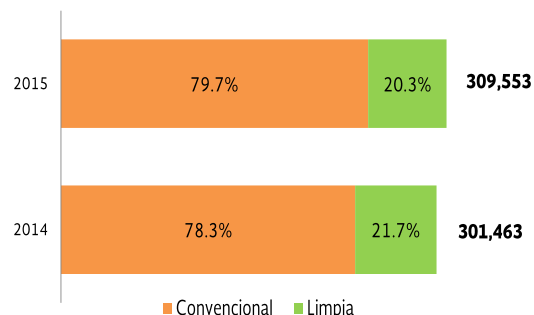
Las centrales eléctricas de CFE generaron el 55.2% de la energía eléctrica en 2015, los PIE's<sup>19</sup> aportaron el 28.8%, y el 16.0% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos 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.

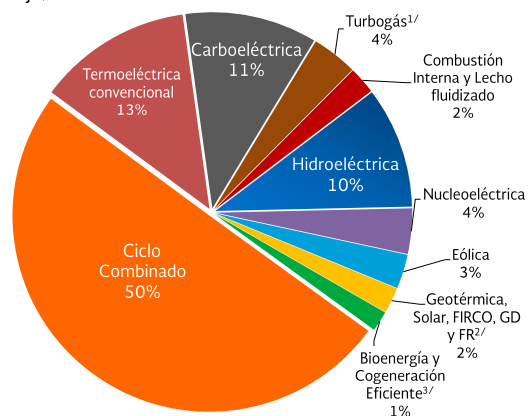
<sup>20</sup> De conformidad con el artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

### 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>

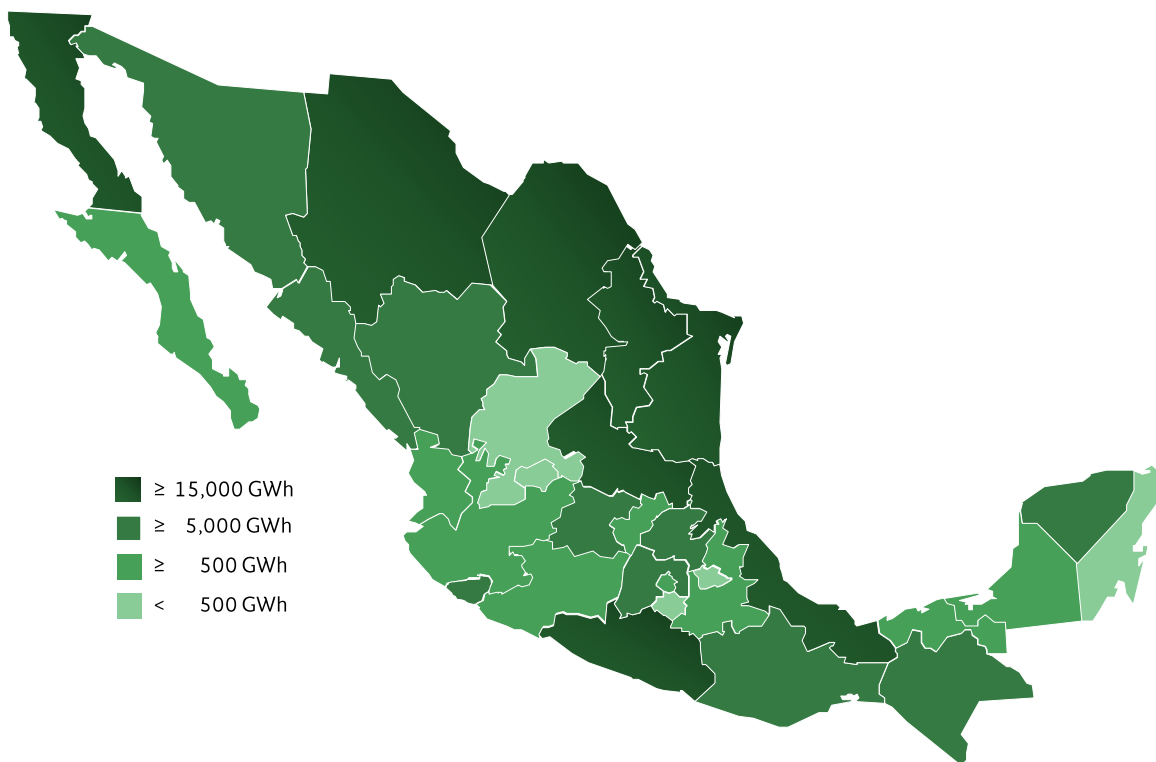
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye plantas móviles. <sup>3/</sup> Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). <sup>4/</sup> Incluye uso de bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo 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>

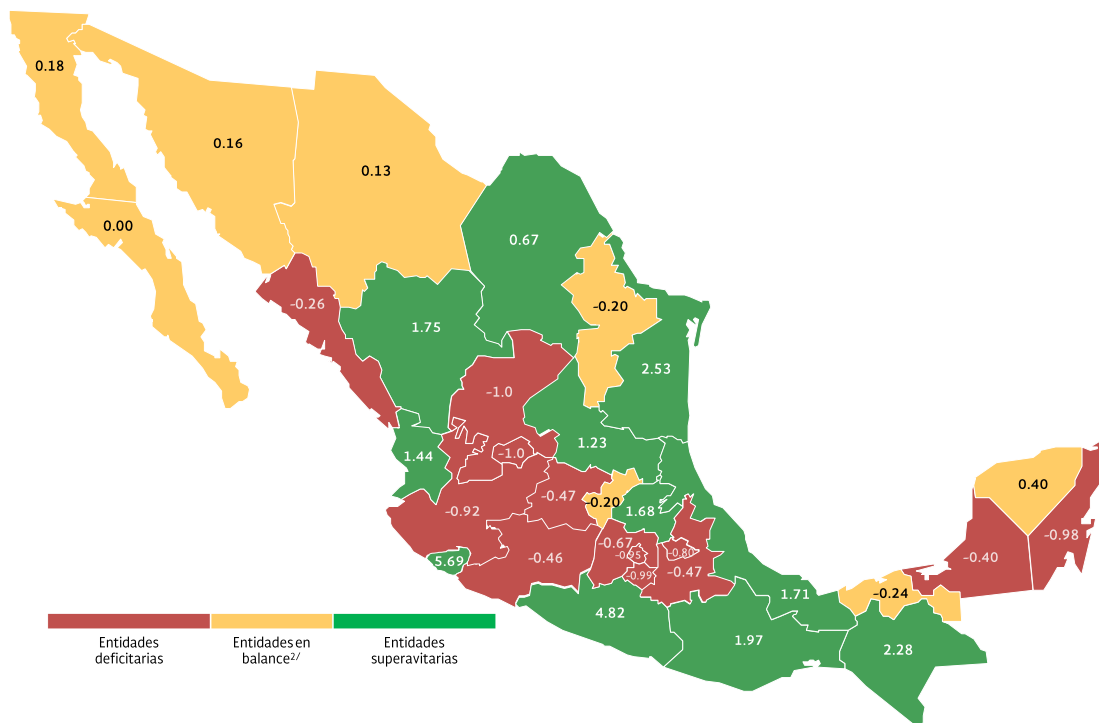
<sup>1/</sup> Capacidad en contrato de interconexión con el CENACE. <sup>2/</sup> Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. <sup>3/</sup> Ley de la Industria Eléctrica. <sup>4/</sup> Incluye centrales en operación con permiso otorgado en 2016 y en trámite. <sup>5/</sup> Fideicomiso de 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 generen 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

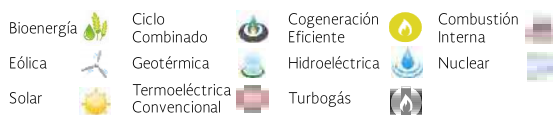
 Absormex<sup>23/</sup> (TAMPS)  
(CCGE AUT 01)  
↑ 22.18 MW

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.

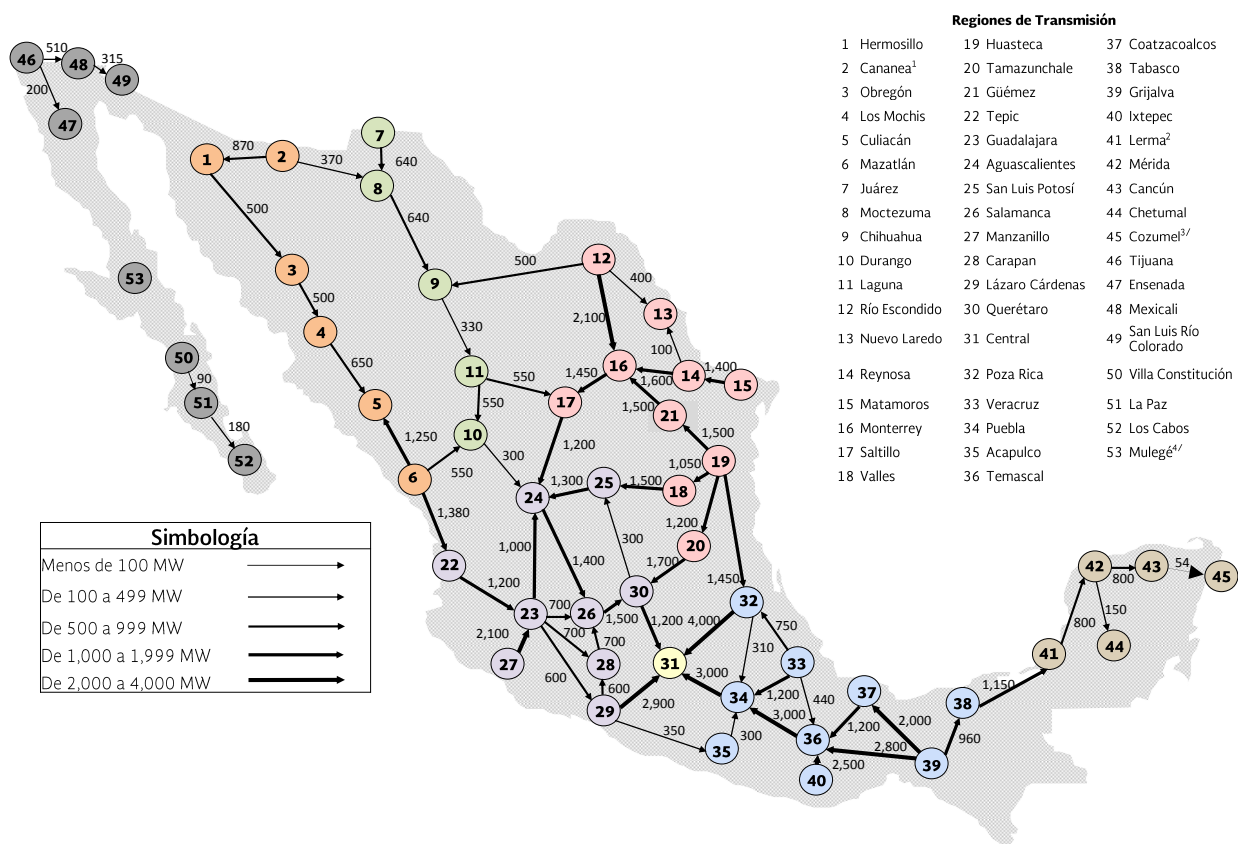
La clasificación para las subestaciones eléctricas de potencia utilizadas en la transmisión, es la siguiente:

- 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.

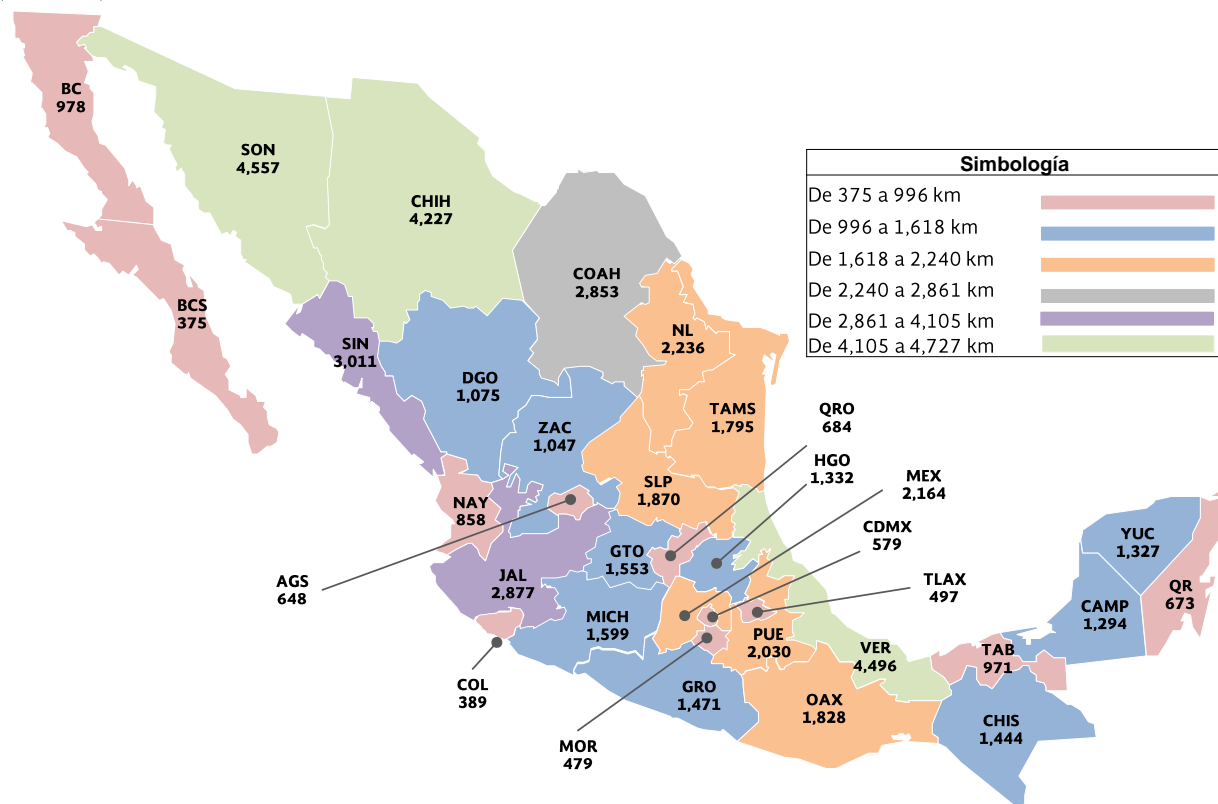
Por otra parte, la capacidad de las subestaciones reductoras tuvo un incremento de 4,366 MVA para transmisión, que representa un crecimiento de 3.1% con respecto a 2014 (ver Tabla 2.6.4.).

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



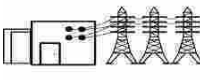
296 SLT 1604 TRANSMISIÓN AYOTLA-CHALCO

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



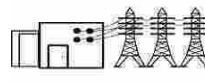
202 SLT 1114 TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DEL ORIENTAL (2a FASE)

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

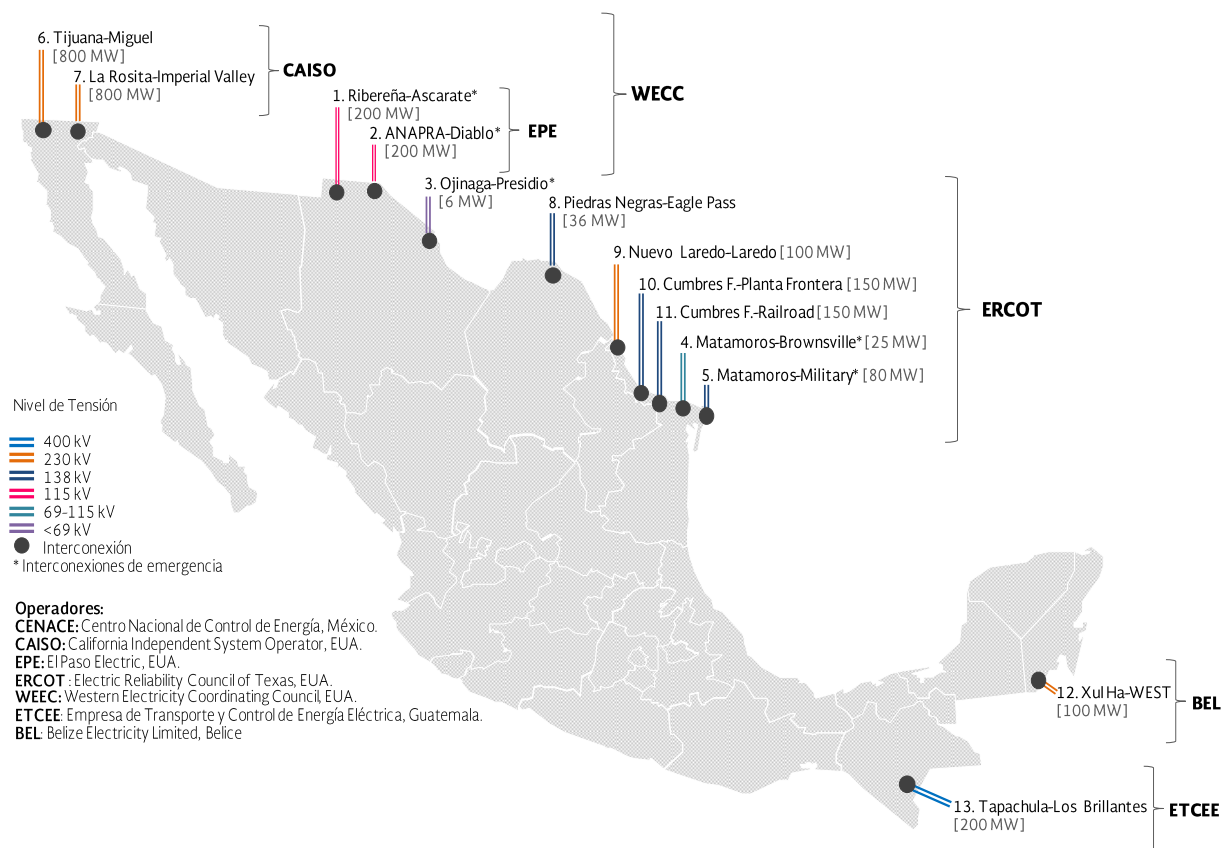
**Interconexiones con Centroamérica**

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

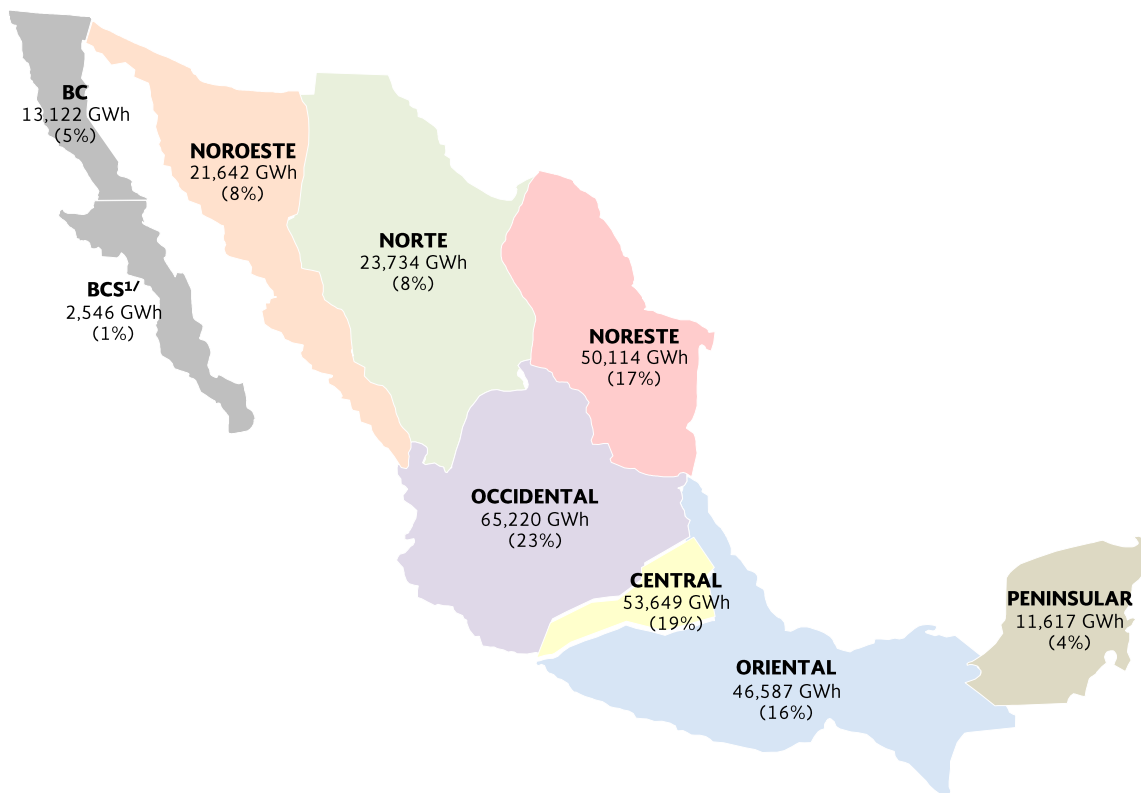
En agosto de 2015, la demanda máxima instantánea se ubicó en 40,710 MW. En los estudios de planeación que realiza el CENACE, se utiliza la demanda máxima instantánea, que es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado, es decir, una mayor potencia para responder 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>

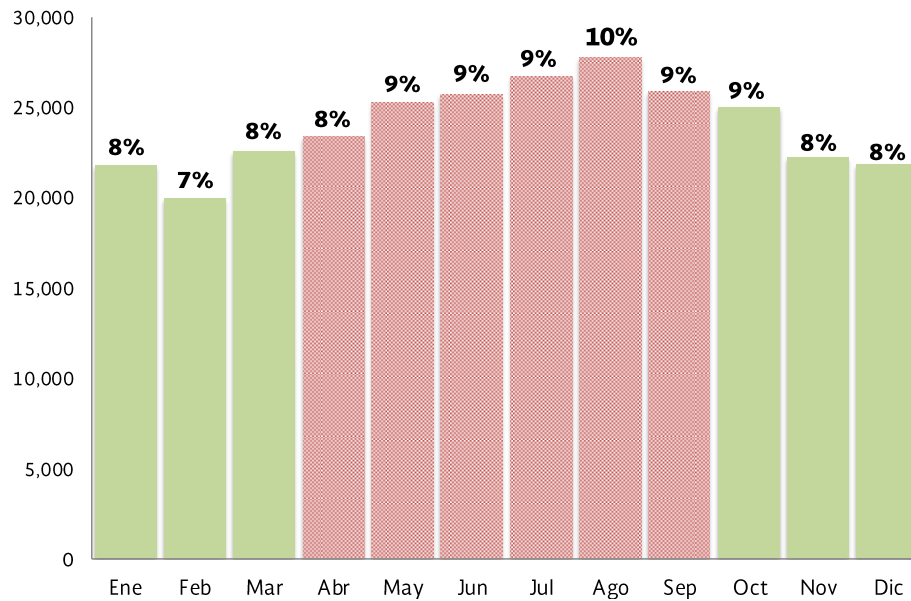
<sup>1/</sup> TCA: Tasa de Crecimiento Anual. <sup>2/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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



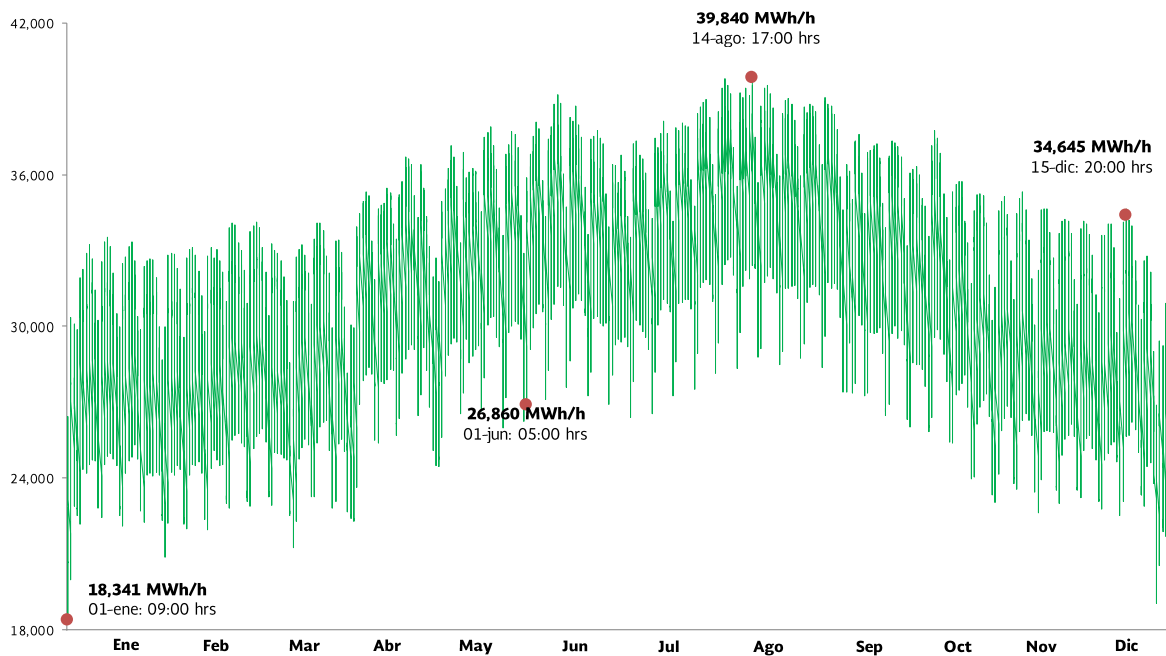
<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

**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>

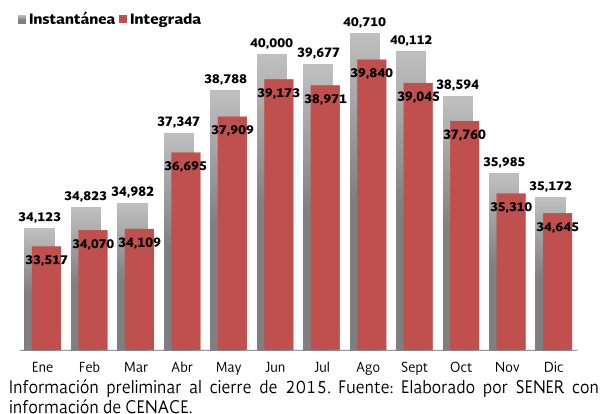
<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegé. <sup>2/</sup> Bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén interconectadas. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

**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.

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

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

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.

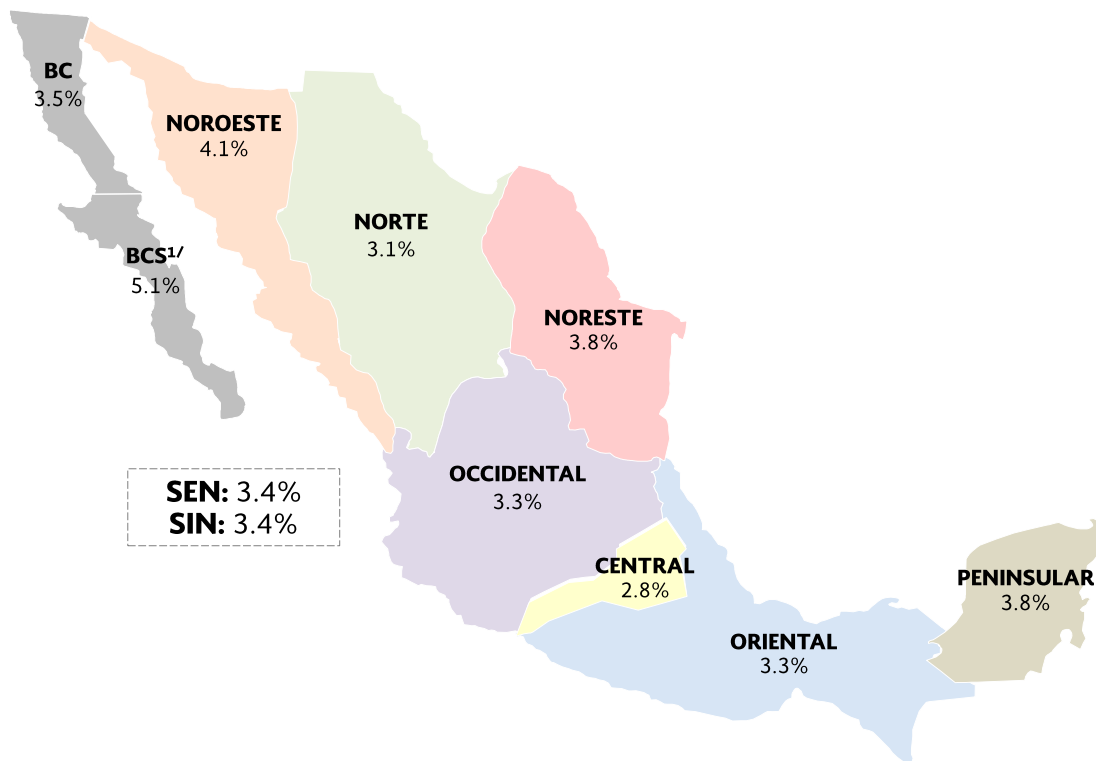
### Curvas de demanda

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

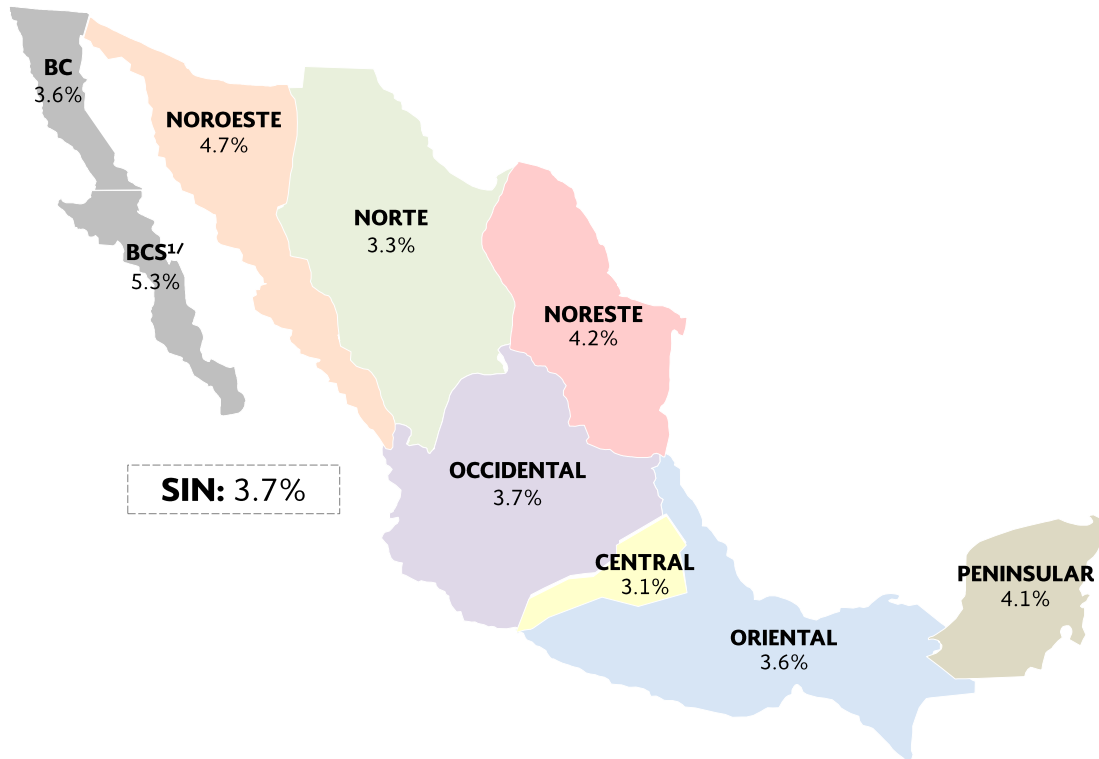
De acuerdo con los pronósticos de demanda máxima integrada, se presentan las horas críticas previstas en el SIN y las regiones de control para 2021, las cuales se refieren a las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o región de control correspondiente (ver Gráfico 3.3.3.; Anexo, Gráficos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



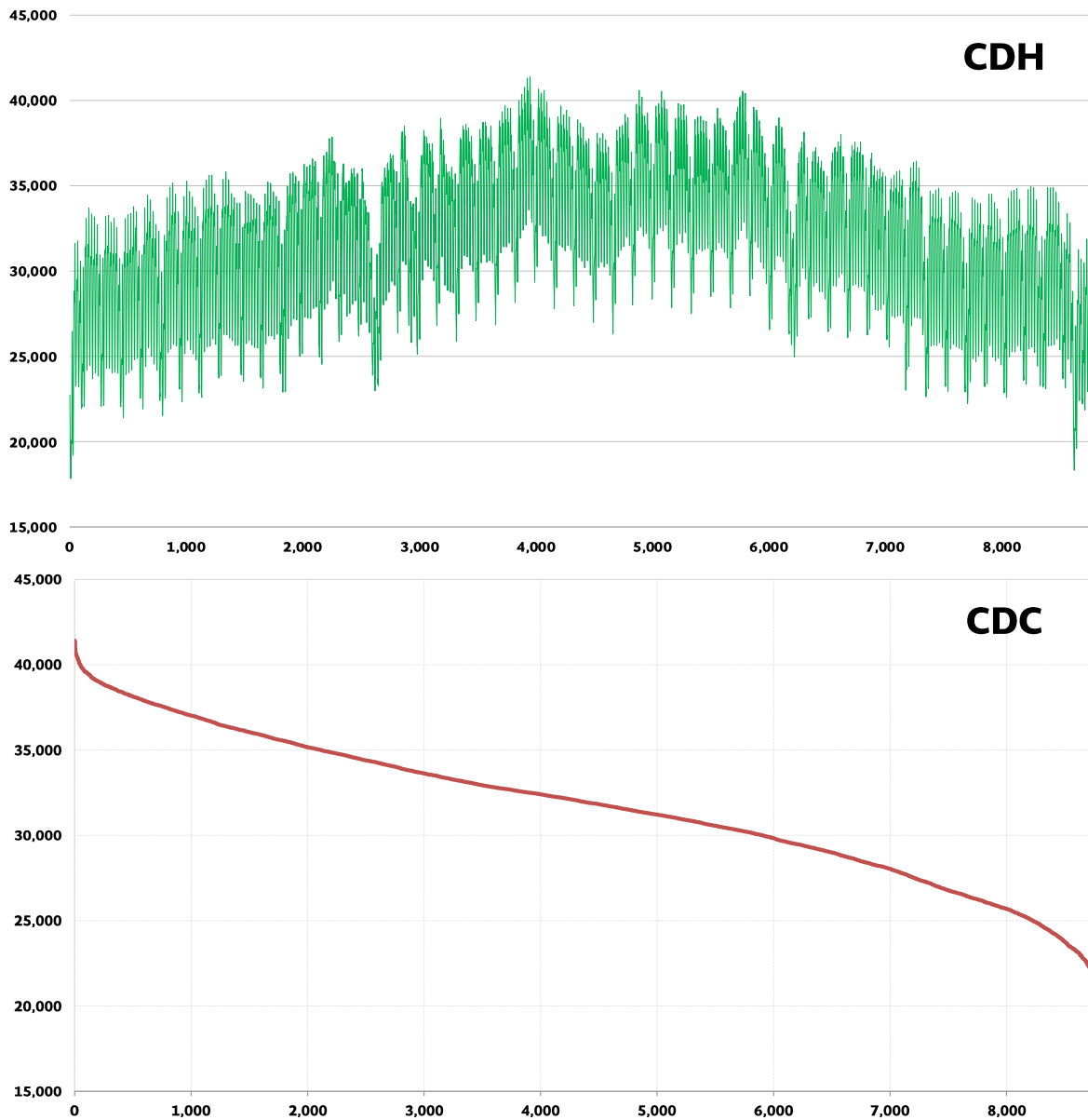
<sup>1/</sup> Incluye La Paz y Mulegú. <sup>2/</sup>TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2015). Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

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.

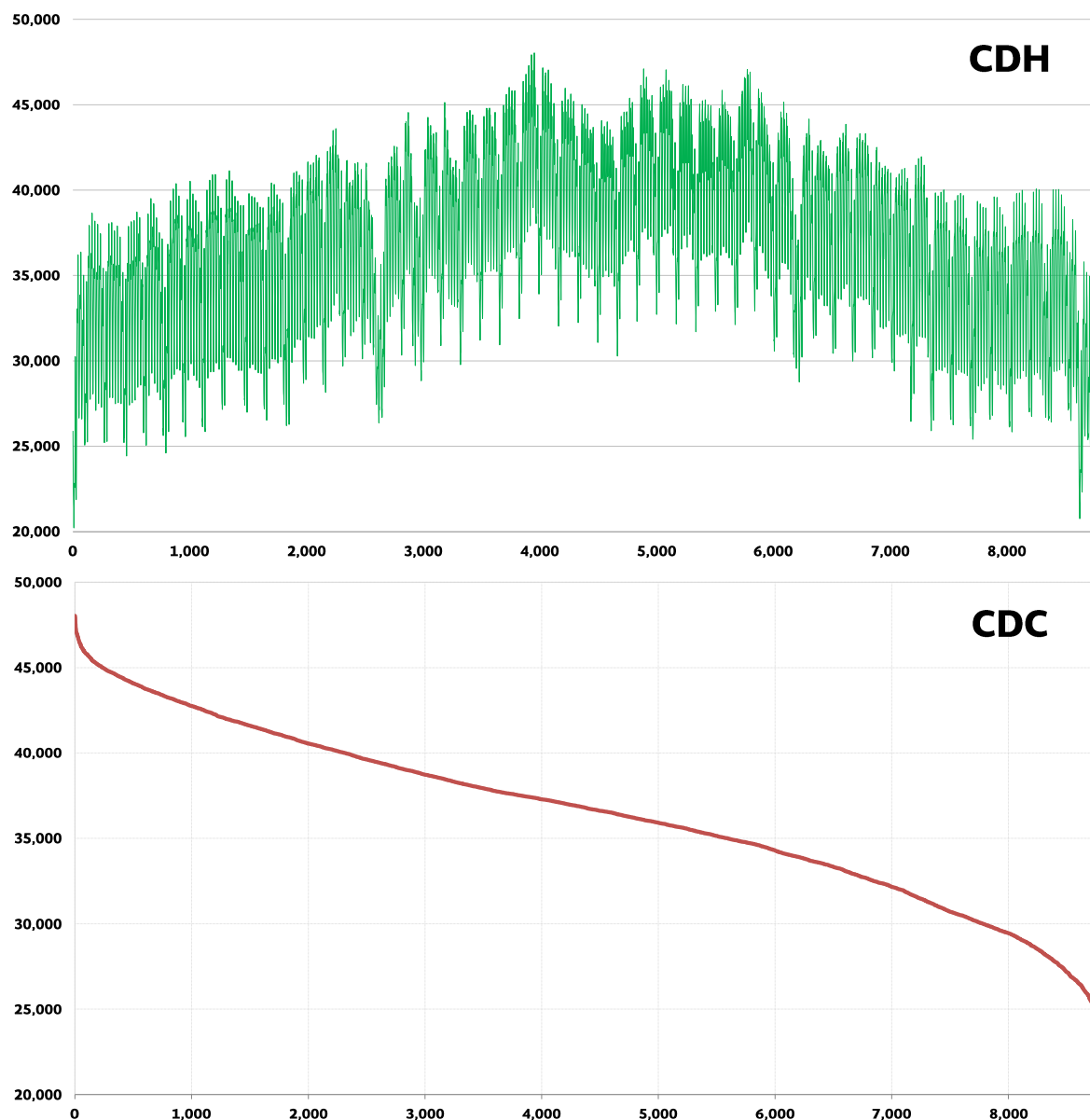
**GRÁFICO 3.3.1. CURVA DE DEMANDA HORARIA (CDH) Y DE DURACIÓN DE CARGA (CDC) DEL SIN 2016 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)**  
 (Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CENACE.

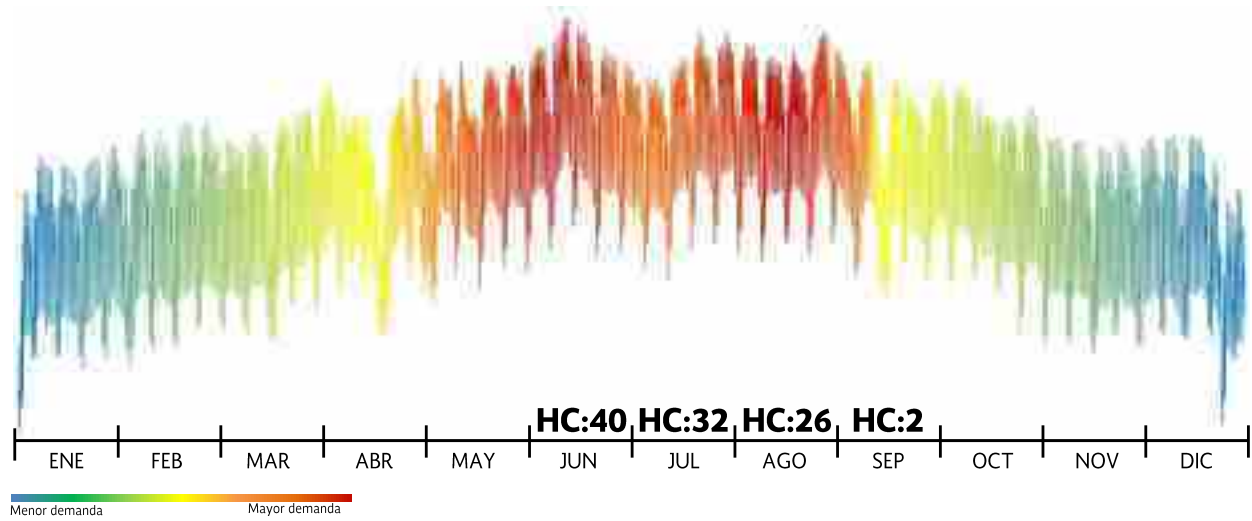
GRÁFICO 3.3.2. CURVA DE DEMANDA HORARIA (CDH) Y DE DURACIÓN DE CARGA (CDC) DEL SIN 2021  
(ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(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)

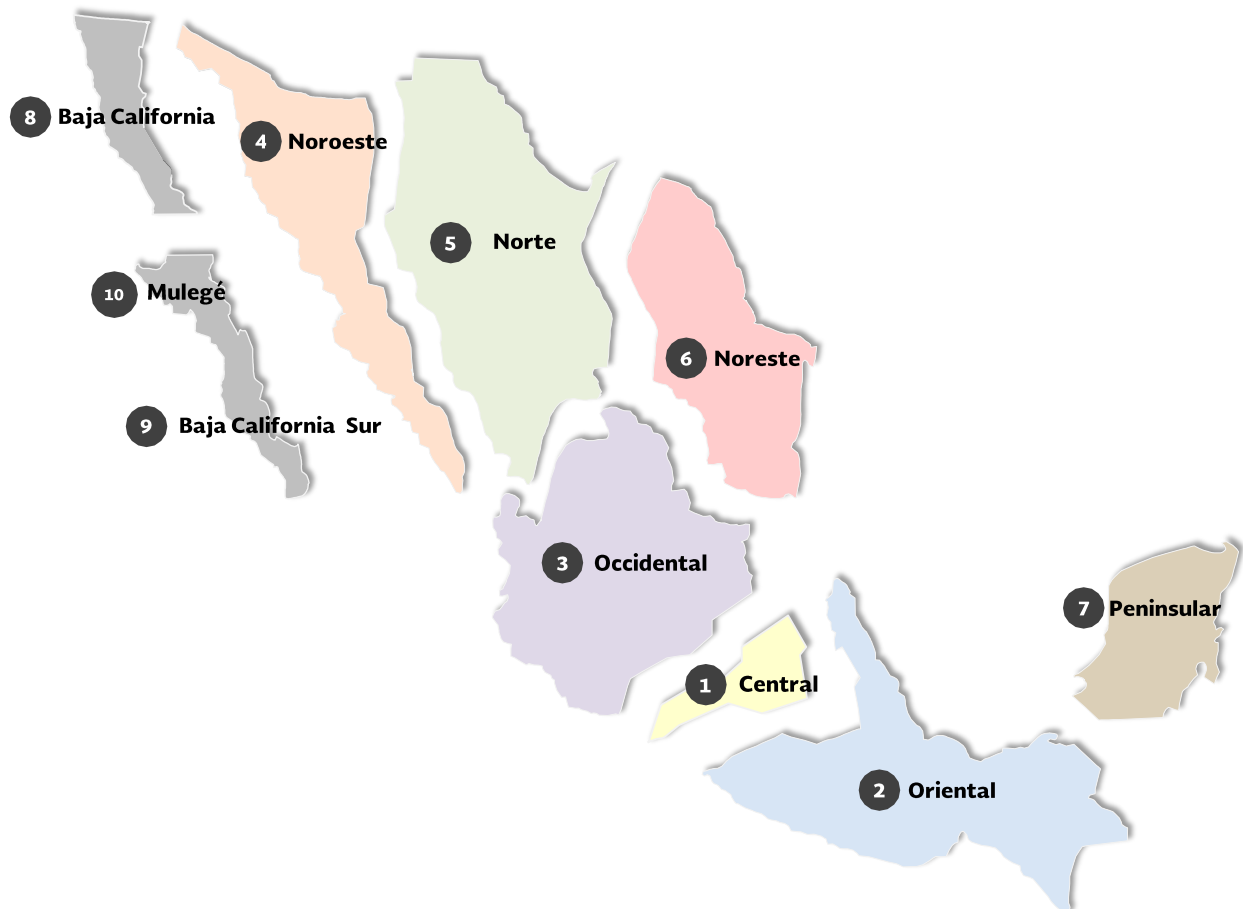
- **Combustóleo:** se estima un crecimiento medio anual de 5% (ver Gráfico 4.1.2.).
- **Crudo:** se estima un crecimiento medio anual de 4.3% para el precio de West Texas Intermediate (WTI), 4.7% para el precio de Brent, y 4.9% para el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) (ver Gráfico 4.1.3.).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

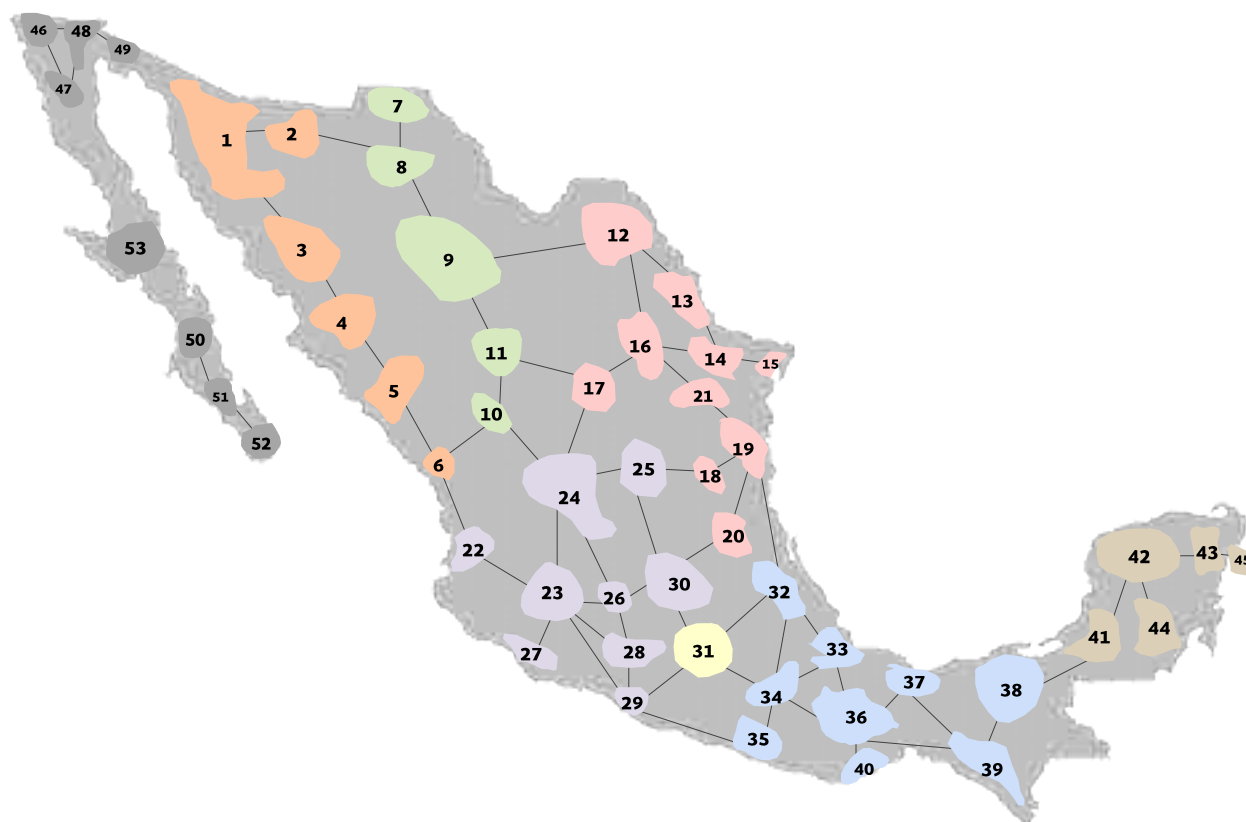
De acuerdo con las estimaciones de demanda máxima, se espera un crecimiento medio anual de 3.7% en el SIN, de 3.6% en Baja California y de 5.3% en Baja California Sur, para los próximos 15 años (ver Gráficos 4.1.4., 4.1.5. y 4.1.6.). En relación con el consumo bruto del SEN, se estima un crecimiento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

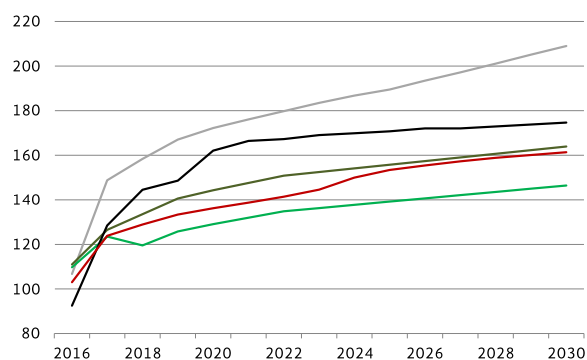
**TABLA 4.1.2. PLAN QUINQUENAL 2015-2019**

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)

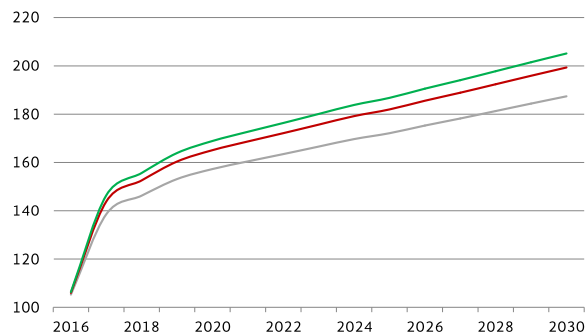


Escenario	TMCA <sup>1/</sup> (%)		
	Bajo	Planeación	Alto
<b>Carbón</b>	3.6	3.8	4.2
<b>Combustóleo</b>	2.3	5.0	10.2
<b>Diésel</b>	0.9	3.2	3.6
<b>Gas Natural</b>	2.2	2.6	5.4
<b>Gas Natural Licuado</b>	3.0	3.3	2.0

<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)

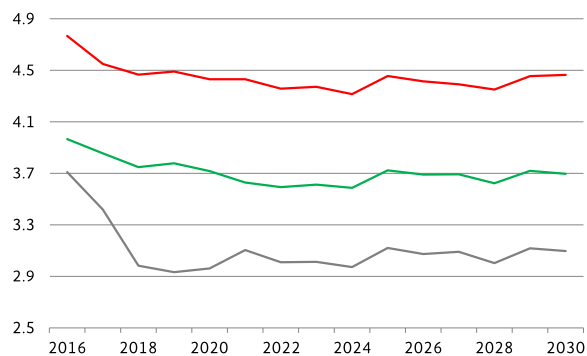


Escenario	TMCA <sup>1/</sup> (%)		
	Bajo	Planeación	Alto
WTI	2.0	4.3	9.2
Brent	2.4	4.7	9.5
Mezcla Mexicana	2.4	4.9	10.1

<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)

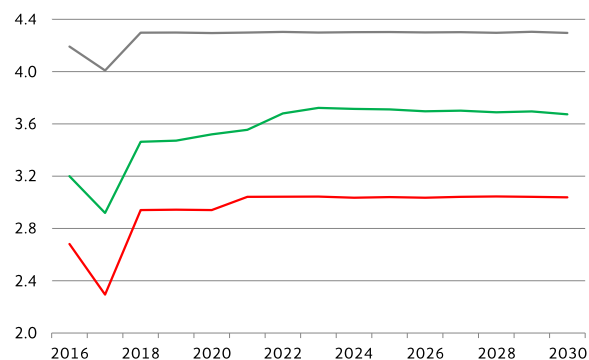


Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	3.1	3.7	4.4

<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)

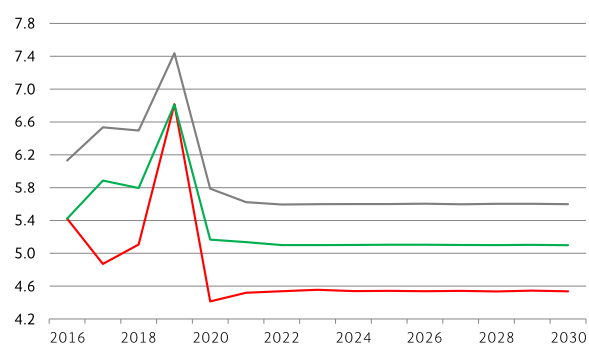


Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	2.9	3.6	4.3

<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**

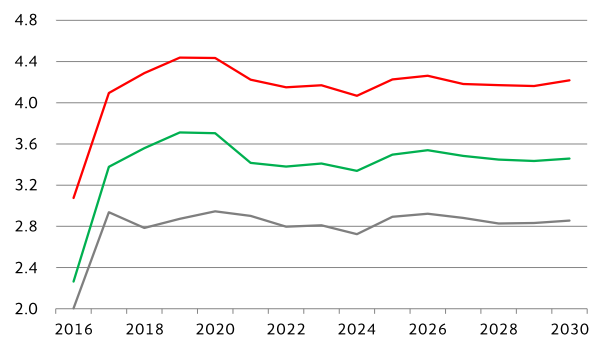
(Porcentaje)



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)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA <sup>1/</sup> (%)	2.8	3.4	4.1

<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\_PIIIRCE 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\\_Anual\\_2014.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Informe_Anual_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.

### 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).

### 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.).

### 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> $N(y) = N(y-1) + \sum_{i=1}^k X_{i,y} - R(y)$ <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)

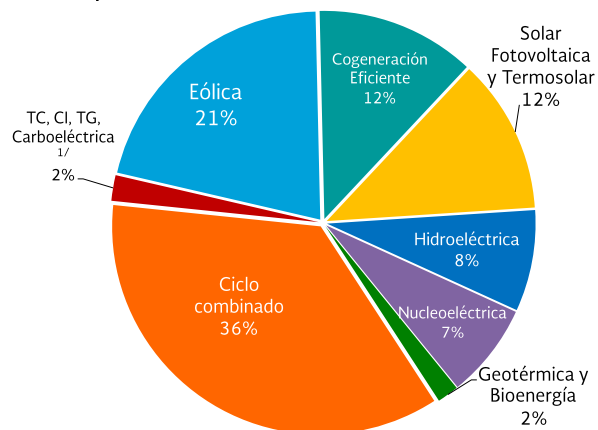
### Instalación de centrales eléctricas<sup>91</sup>

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.

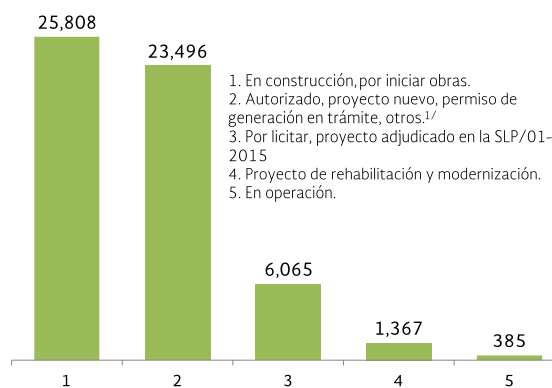
distribuye de la siguiente forma: 45.2% se encuentra en construcción o por iniciar obras; 41.1% corresponden a nuevos proyectos por desarrollar; 10.6% están en proceso de licitación o fueron asignados en la Subasta de Largo Plazo 01-2015; 2.4% son resultado de los incrementos por la rehabilitación y 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.).

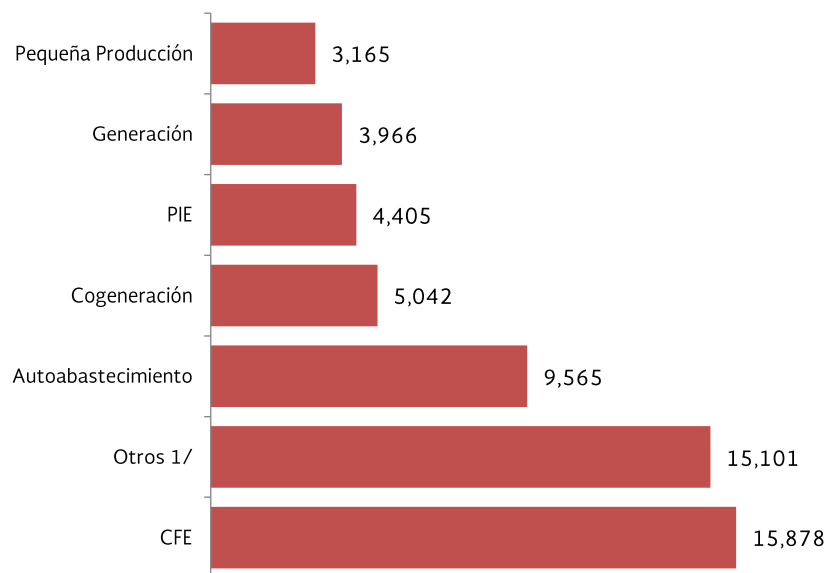
**GRÁFICO 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR ESTATUS 2016-2030**

(Megawatt)



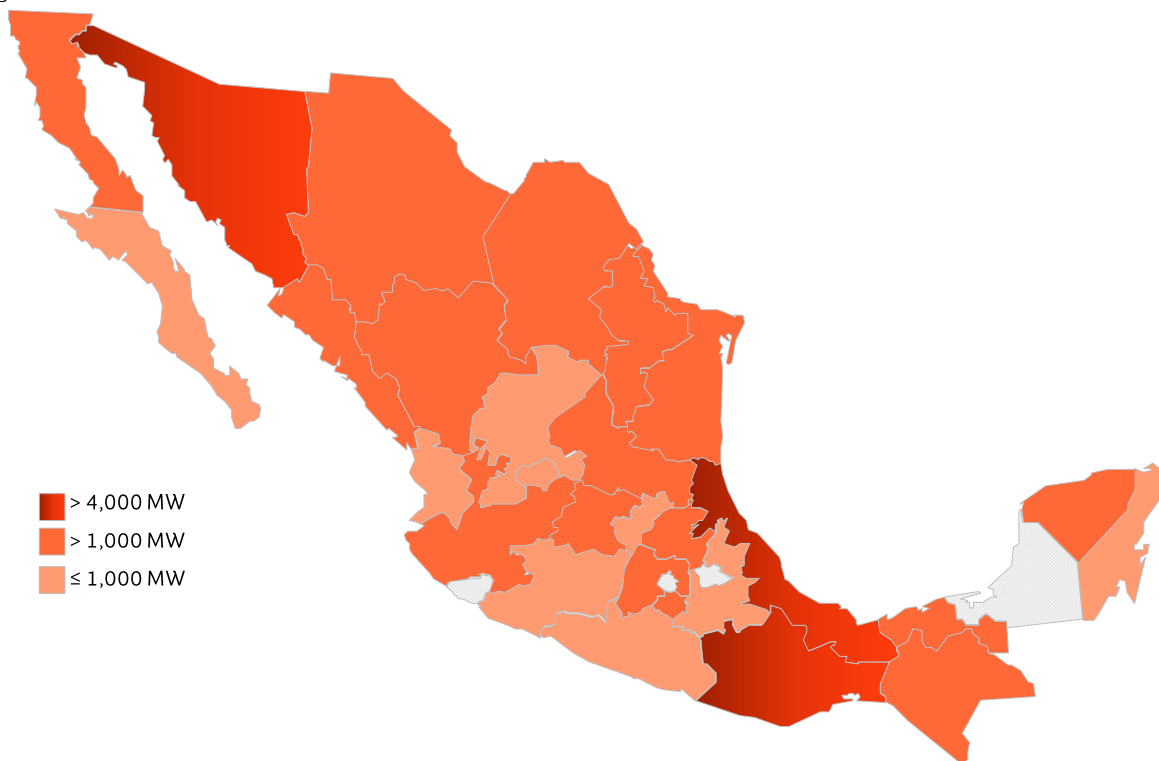
<sup>1/</sup> Incluye aquellos proyectos de generación con estatus: Condicionado, Cancelado en PEF 2016, con avance en el proceso de interconexión ante CENACE y suspendido. Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

**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-Saltillo	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 Licitación	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-Salttillo	Proyecto Nuevo	2026	200	5,249
325	CE GCO 13	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Salttillo	Proyecto Nuevo	2026	188	4,935
326	CE GCO 14	Eólica	Genérico	COAH	06-Noreste	17-Salttillo	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-Salttillo	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-Salttillo	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:

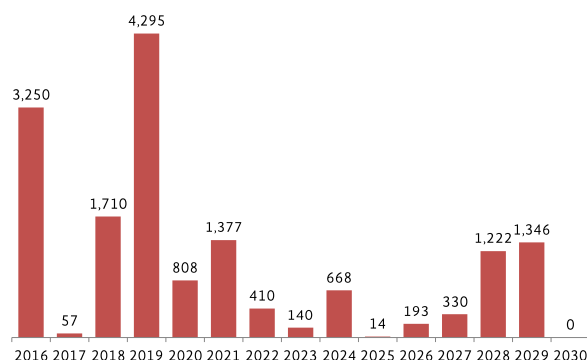
- Entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las candidatas a retiro.
- Entrada en operación en la fecha programada de las líneas y subestaciones requeridas para mantener la confiabilidad del sistema.
- Preservación de la confiabilidad del SEN.
- Reducción de fallas 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.).

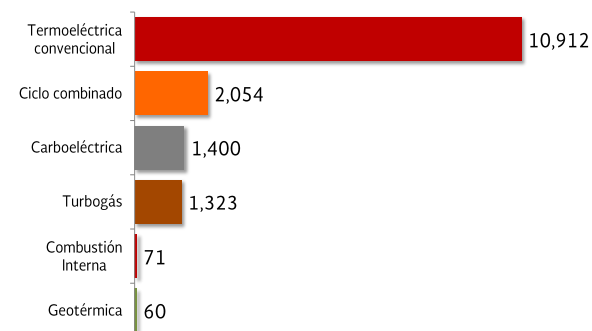
El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2016-2030 sólo contempla las centrales pertenecientes a la CFE (ver Tabla 4.4.9.).

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



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

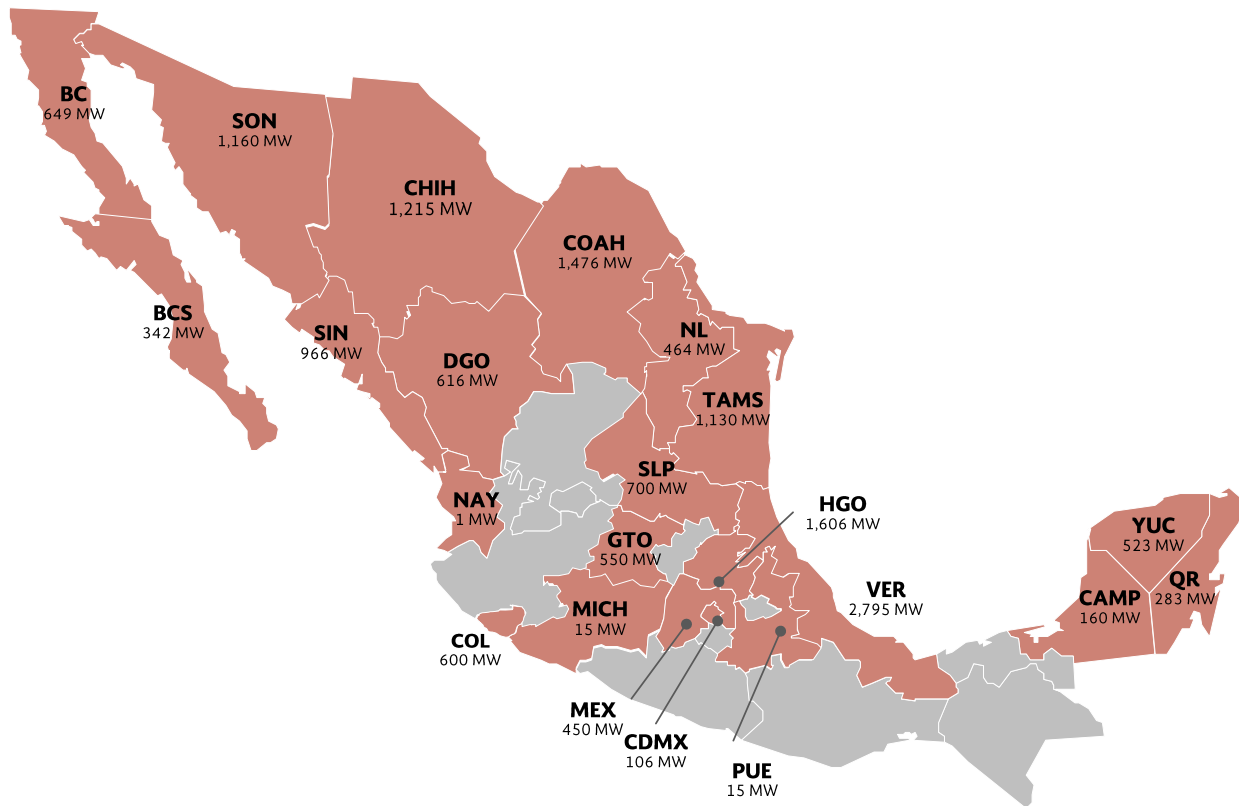
**GRÁFICO 4.4.5. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2016-2030**  
(Megawatt)



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

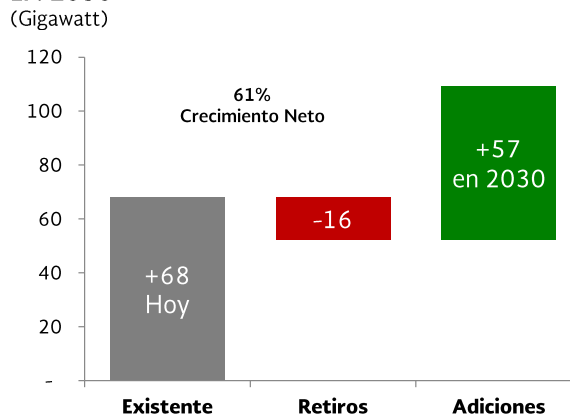
En el año 2030, la capacidad total disponible será equivalente a 109,367 MW, al considerar la evolución anual de las adiciones y los retiros de las unidades generadoras que integran al SEN, por lo que se estima que en el horizonte de planeación 2016-2030, la capacidad instalada aumente en 61% en relación 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

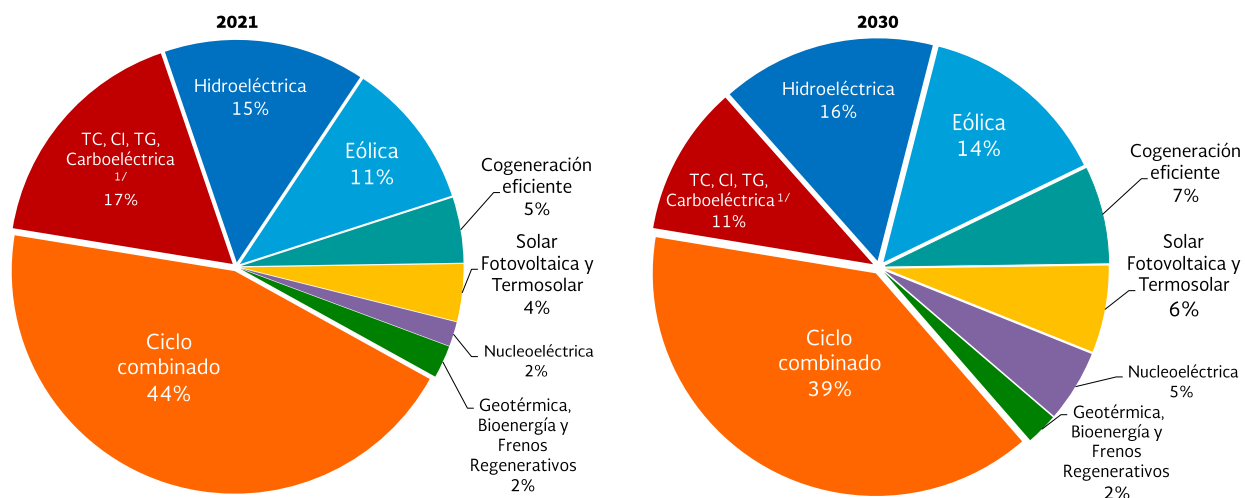
generación del 59% de energías convencionales y 41% de Energías Limpias (ver Gráfico 4.5.3., Anexo, Tabla 4.5.2.).

**GRÁFICO 4.5.1. CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE EN 2030**



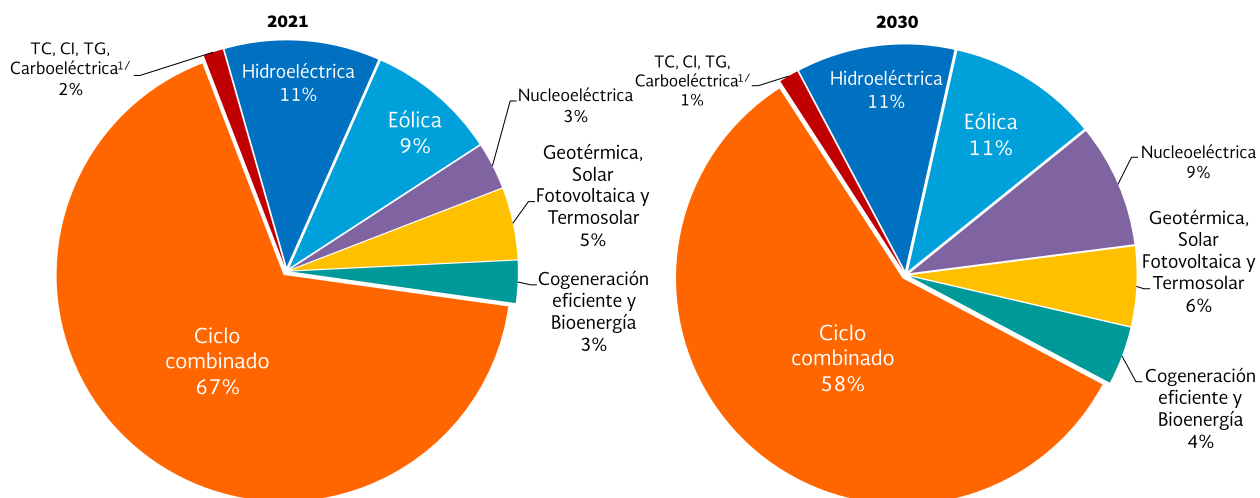
Fuente: Elaborado por SENER.

**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:

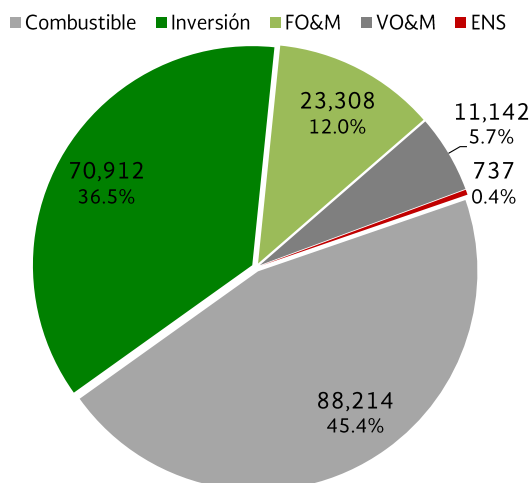
- a. Un menor consumo de combustibles fósiles en sustitución con fuentes limpias;

<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.

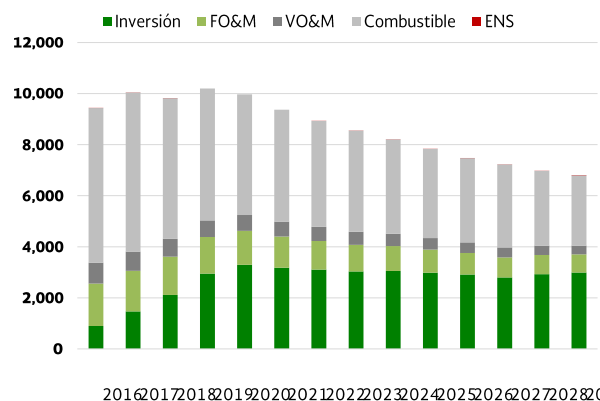
El costo de energía no suministrada representa menos del 1% del costo total, y su valor estimado en el periodo de planeación es de 737 millones de dólares.

**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:

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

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  $d_B$ ;  $LOLP(d_B)$  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:

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

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:

$$MR_y = \frac{\sum_{i+j} CI - d_B}{d_B} \times 100$$

Donde  $MR_y$  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.

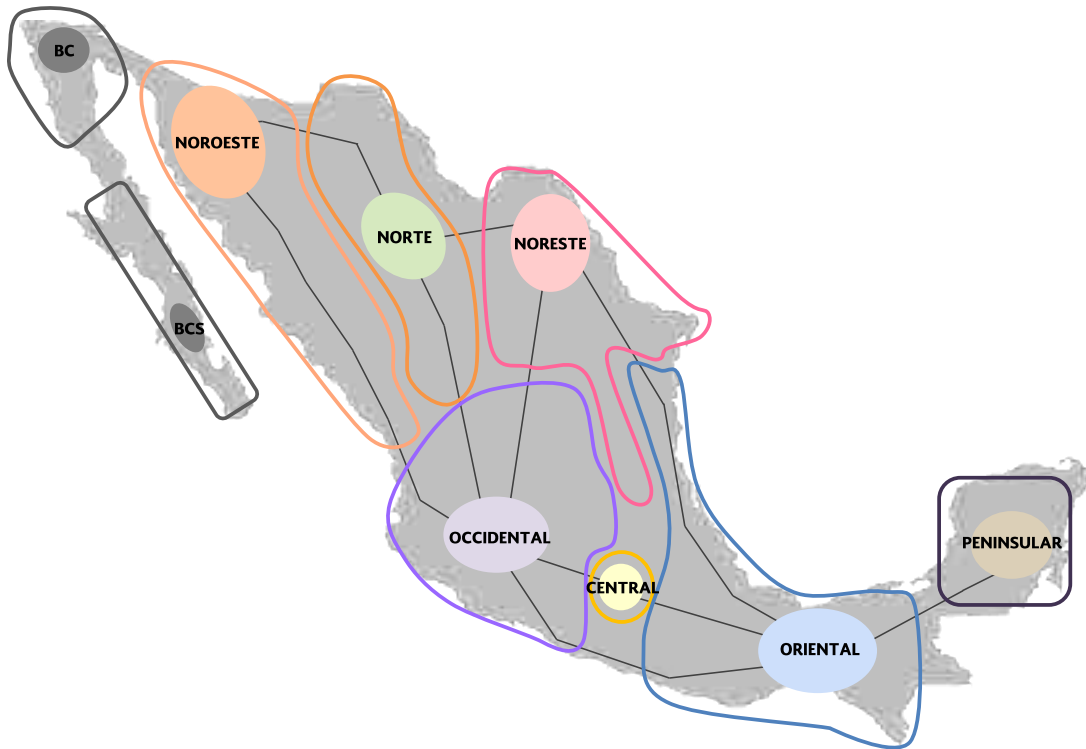
Esta fórmula se repite para cada unidad generadora que compone el sistema eléctrico en estudio. Como resultado, se obtienen los índices de confiabilidad del SEN (LOLE y LOLP) para cada plan de expansión encontrado a partir del Paso 1.

**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.

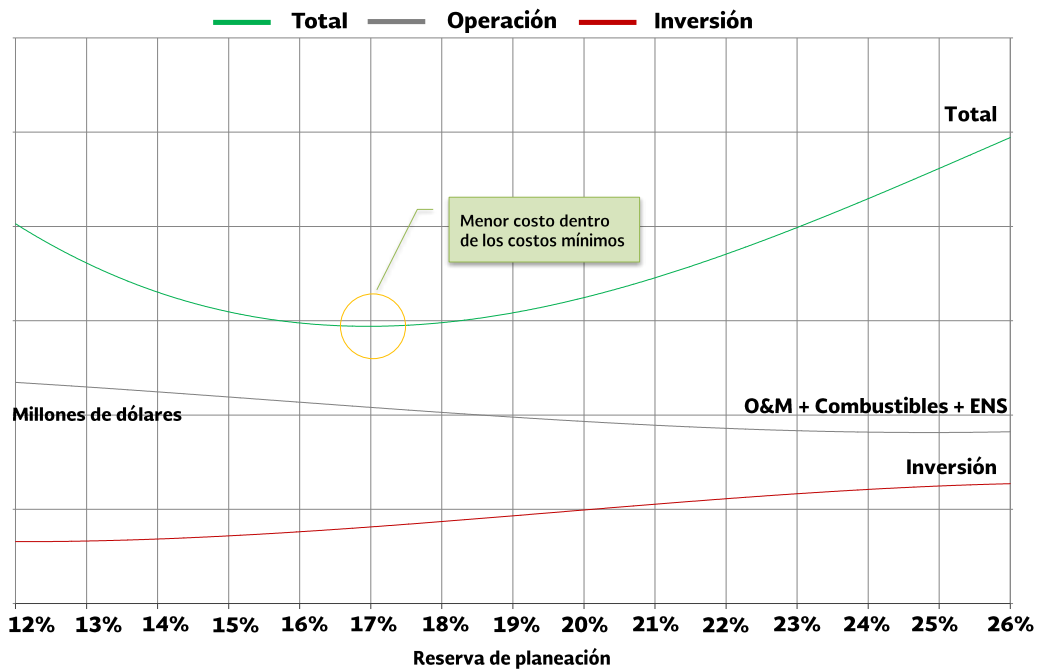
<sup>99</sup> De conformidad con la Base 2, de las Bases del Mercado Eléctrico (DOF 08/09/2015).

**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; Megavoltampere reactivo)

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>

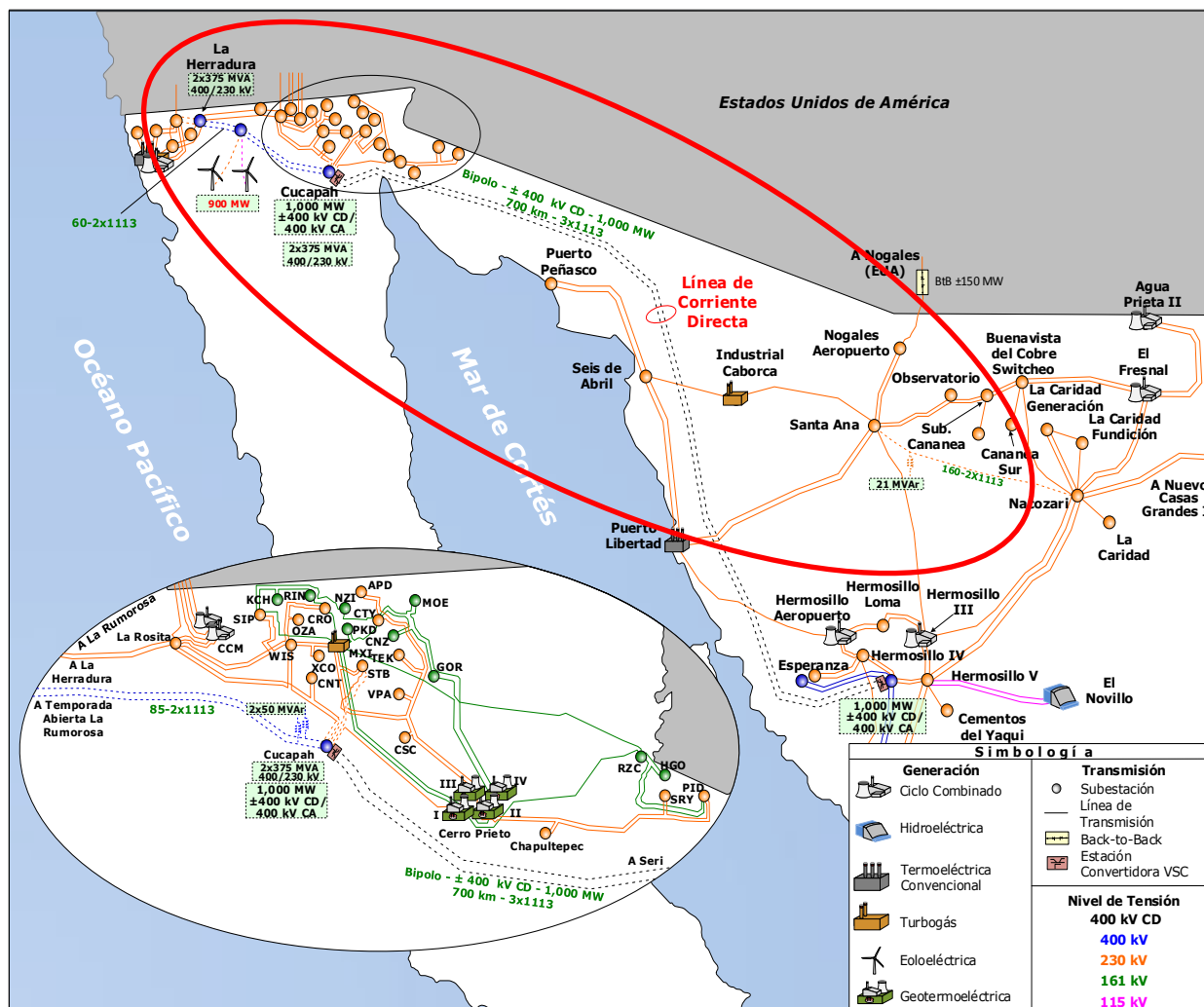
Fuente: CENACE.

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 fronteriza 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; Megavoltamperesreactivo)

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	
<b>Problemática</b>	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.
<b>Objetivo PRODESEN</b>	Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
<b>Objetivo del Proyecto</b>	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>

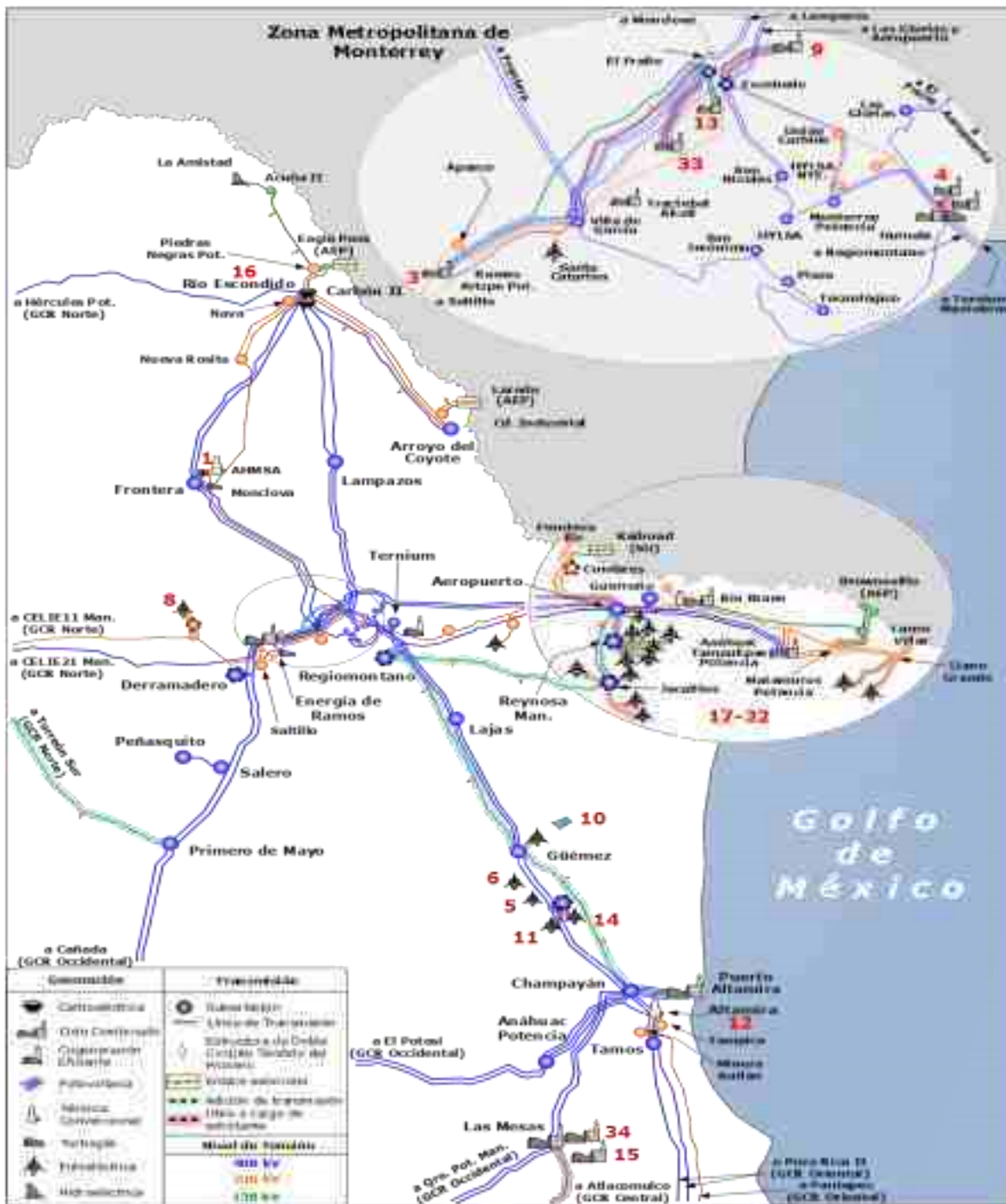
Fuente: CENACE

**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>

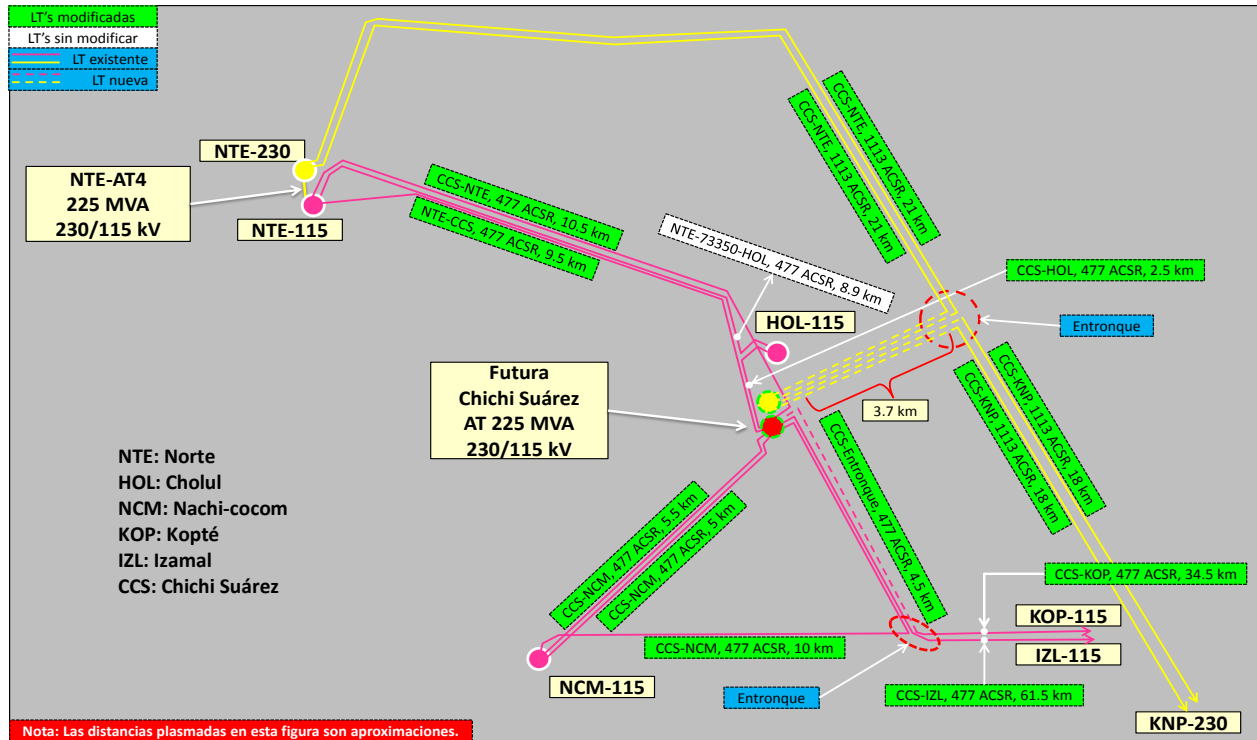
AT: Autotransformador. Fuente: CENACE.

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>

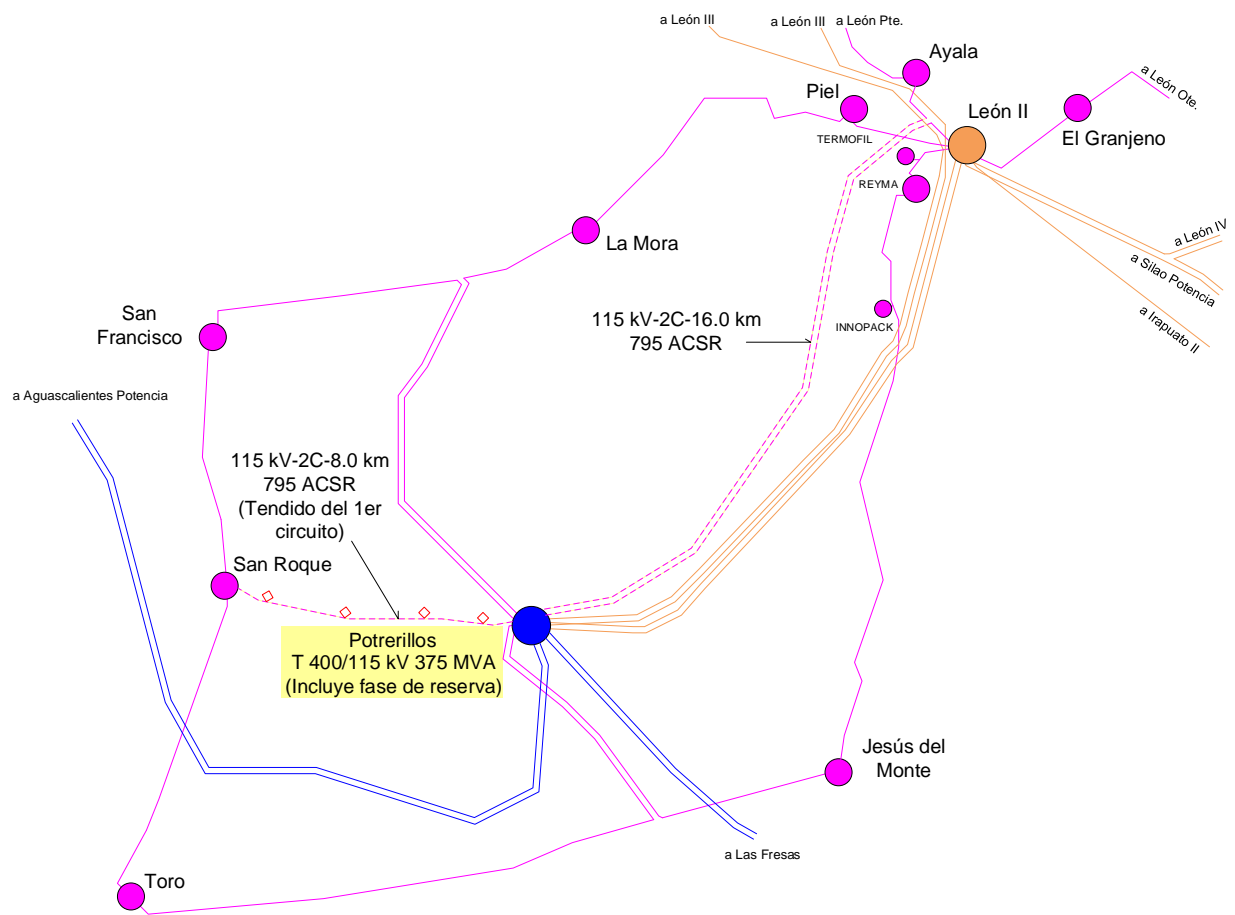
<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito; T: Transformador; AT: Autotransformador. Fuente: CENACE.

**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.

- **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.).

### Características del proyecto

- **Fecha de entrada en operación:** abril de 2019.

**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>

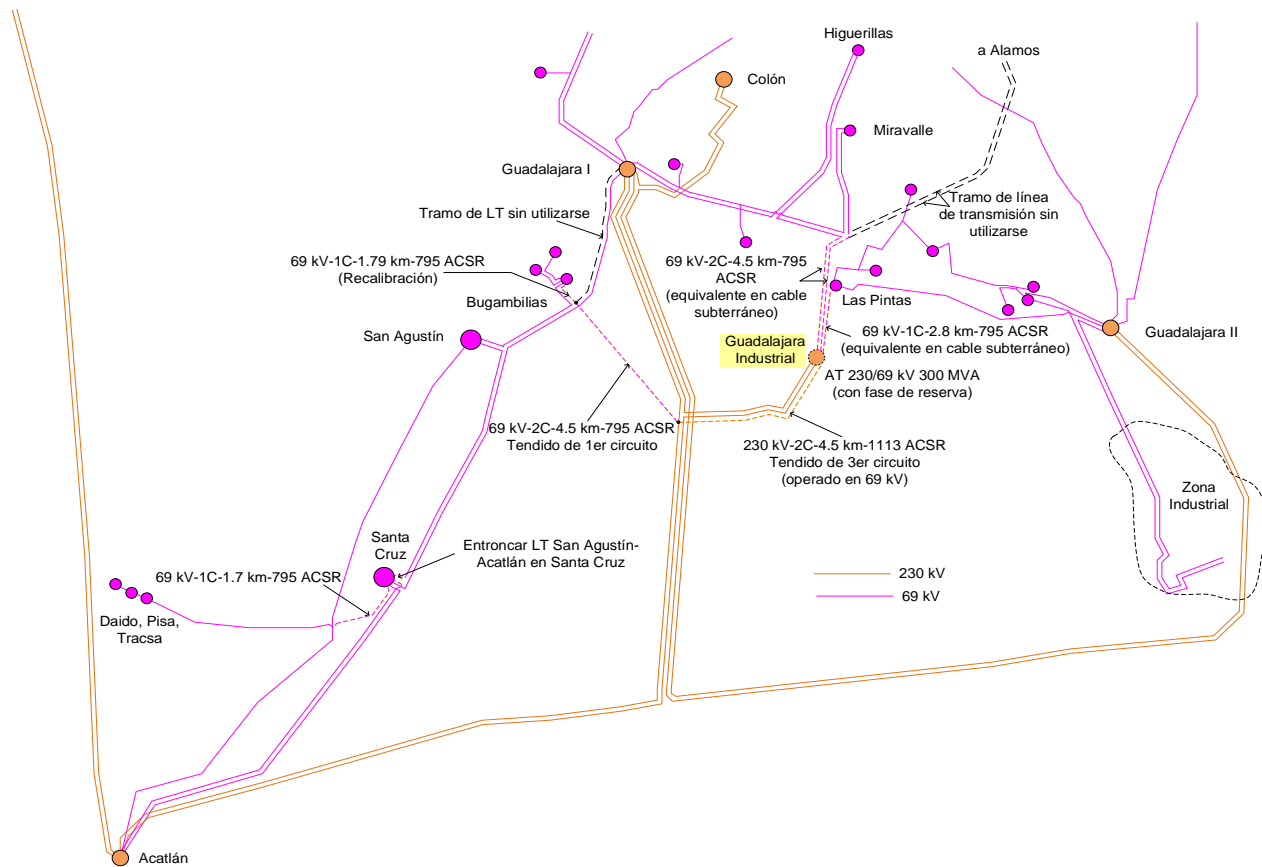
<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. T: Transformador. Fuente: CENACE.

**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>		

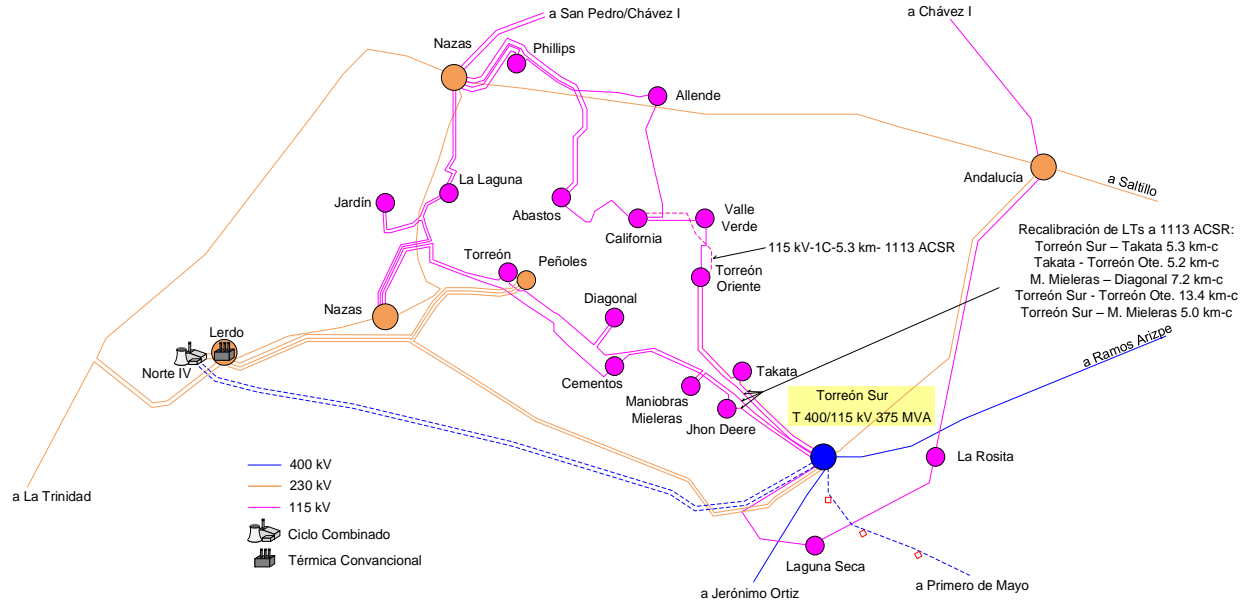
T: Transformador. Fuente: CENACE.

**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 - Yautepec Potencia <sup>1/, 2/, 5/</sup>	400	2	125.0	oct-19
Yautepec Potencia - Topilejo L1 <sup>1/, 4/, 5/</sup>	400	1	75.7	oct-19
Tecomitl - Chalco	230	2	14.0	nov-23
Tecomitl entronque Yautepec - 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.

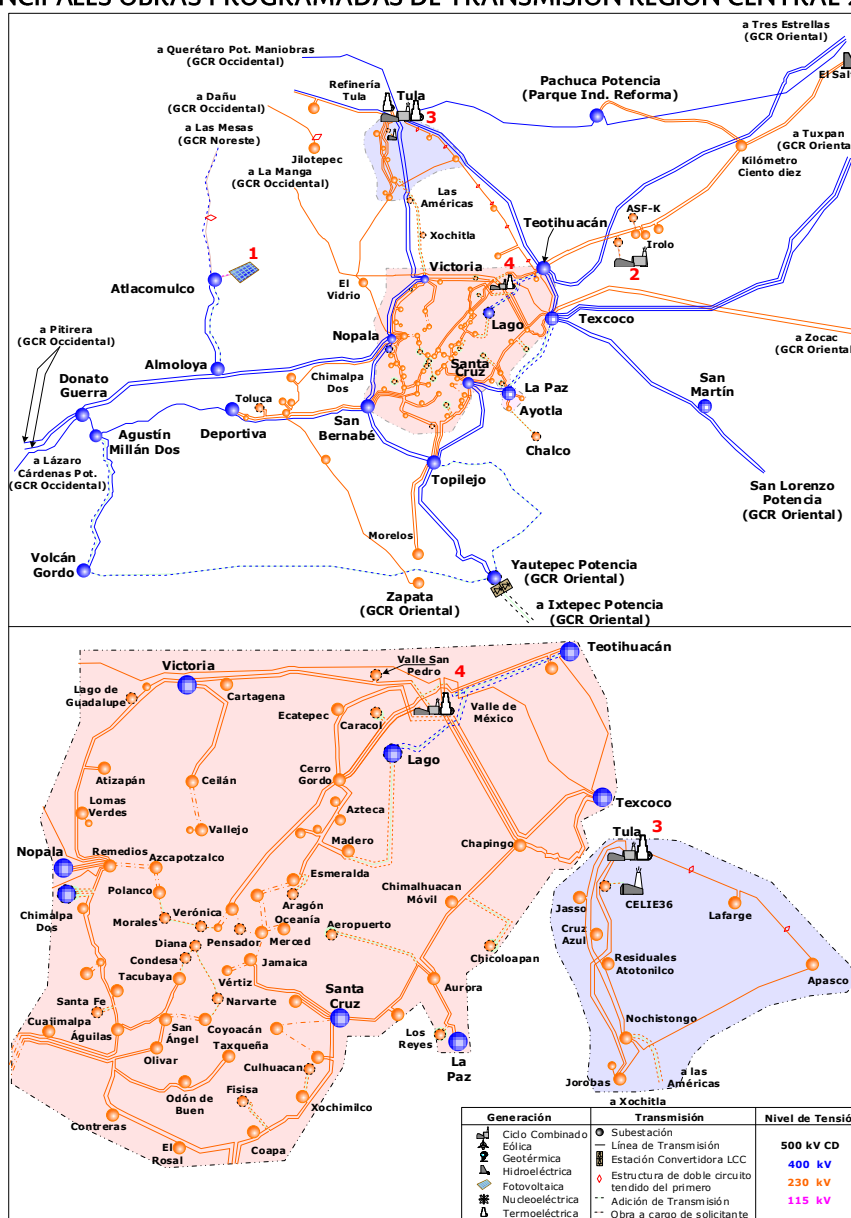
**TABLA 5.1.31. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL CENTRAL 2016-2025**

(Kilovolt; Megavoltsamperreactivo)

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
Atlacomulco Potencia Mvar <sup>3/</sup>	Reactor	400	100.0	jun-20
Atlacomulco 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.

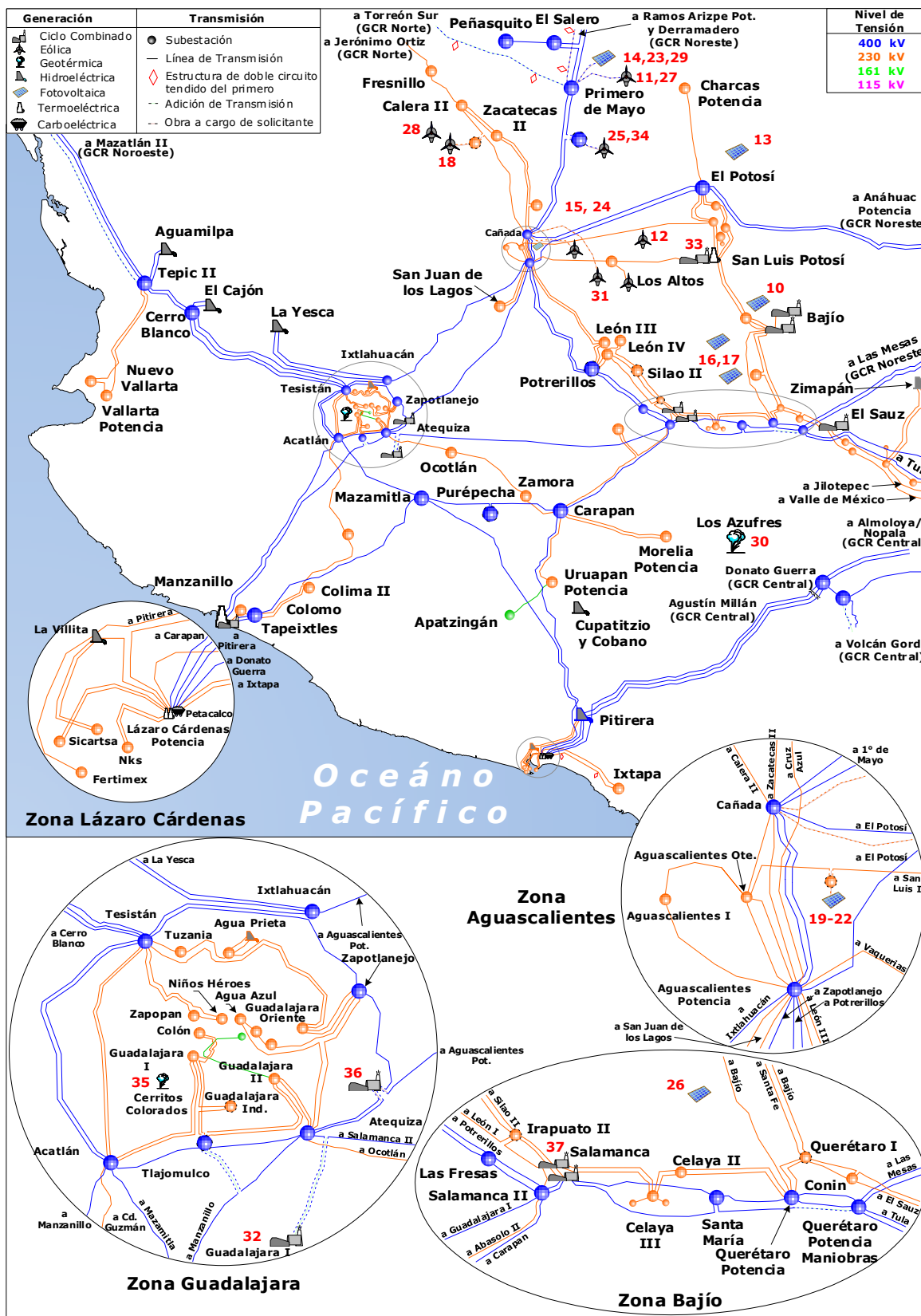
**TABLA 5.1.34. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL OCCIDENTAL 2016-2025**

(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
Cahuísori 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.

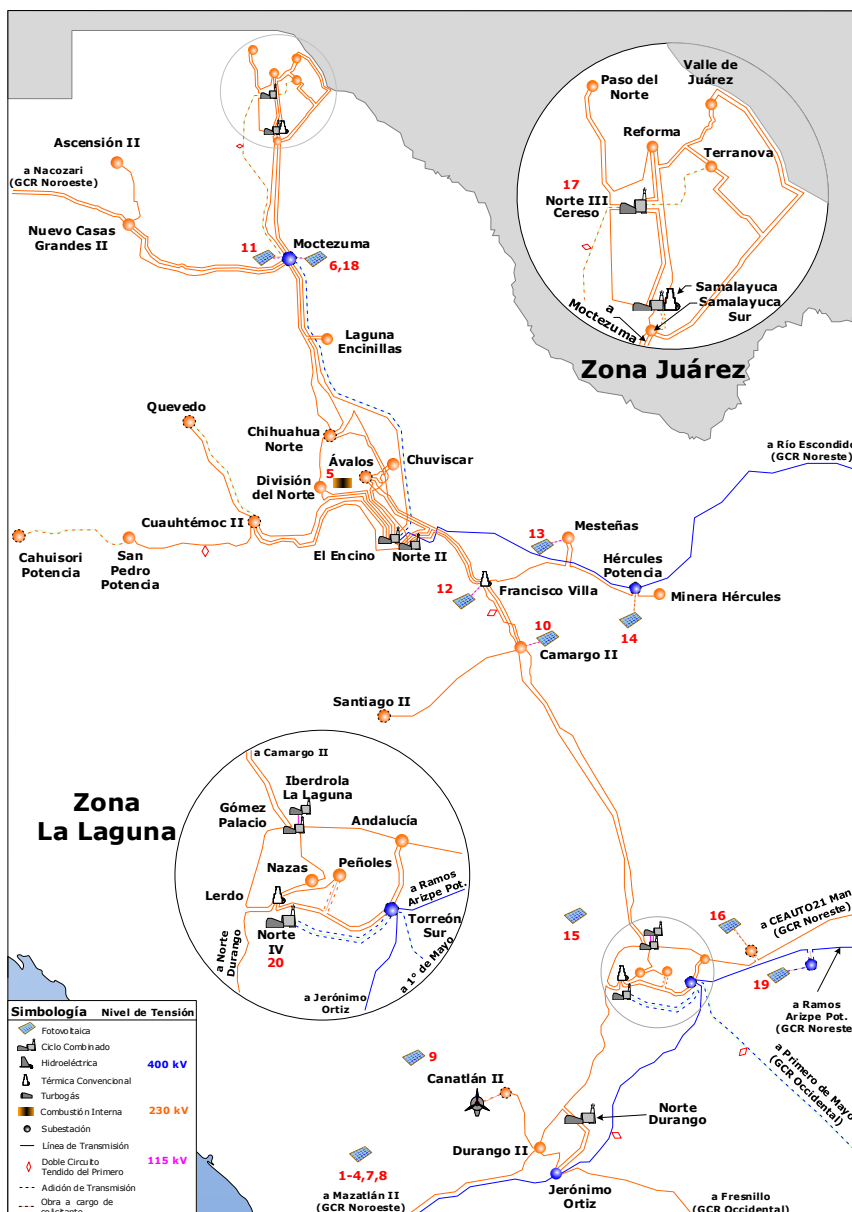
**TABLA 5.1.37. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORTE 2016-2025**

(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 - Atlacomulco 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 - Atlacomulco 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.



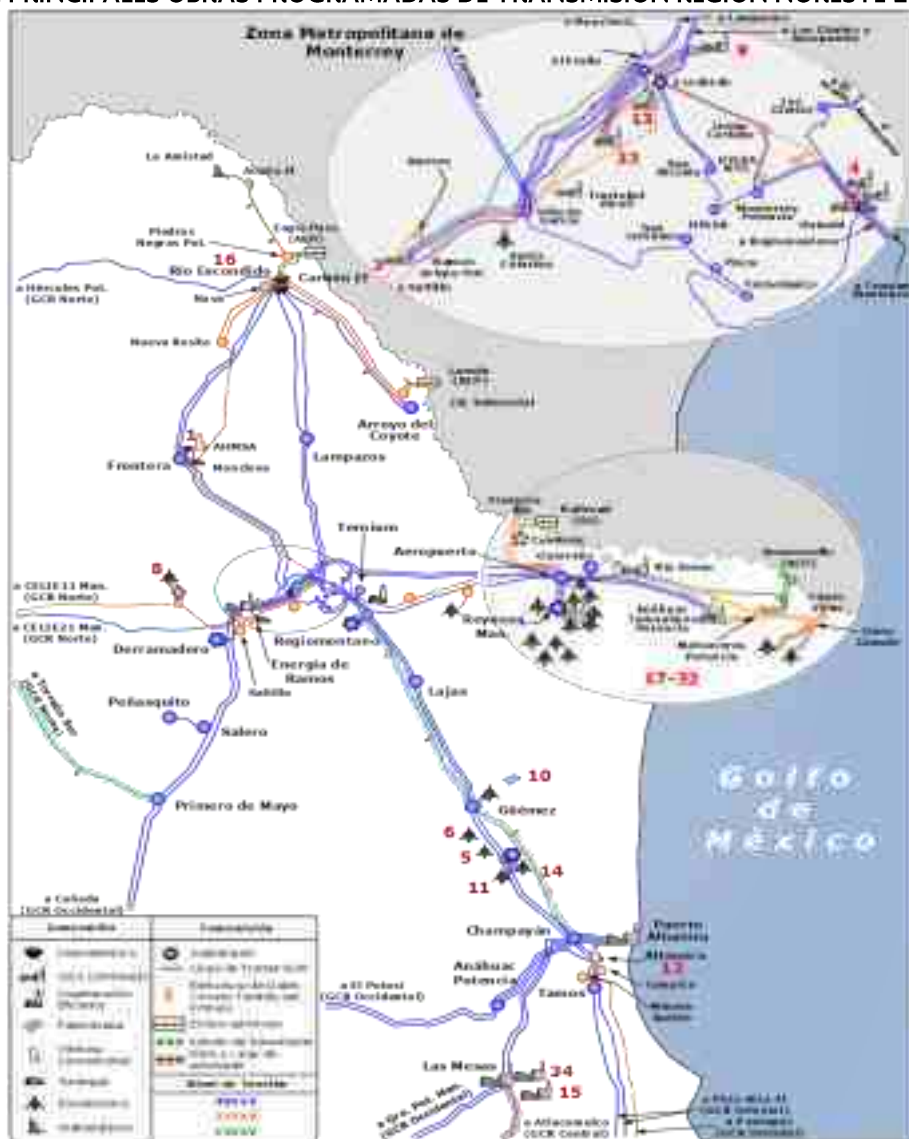
**TABLA 5.1.40. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL NORESTE 2016-2025**

(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.

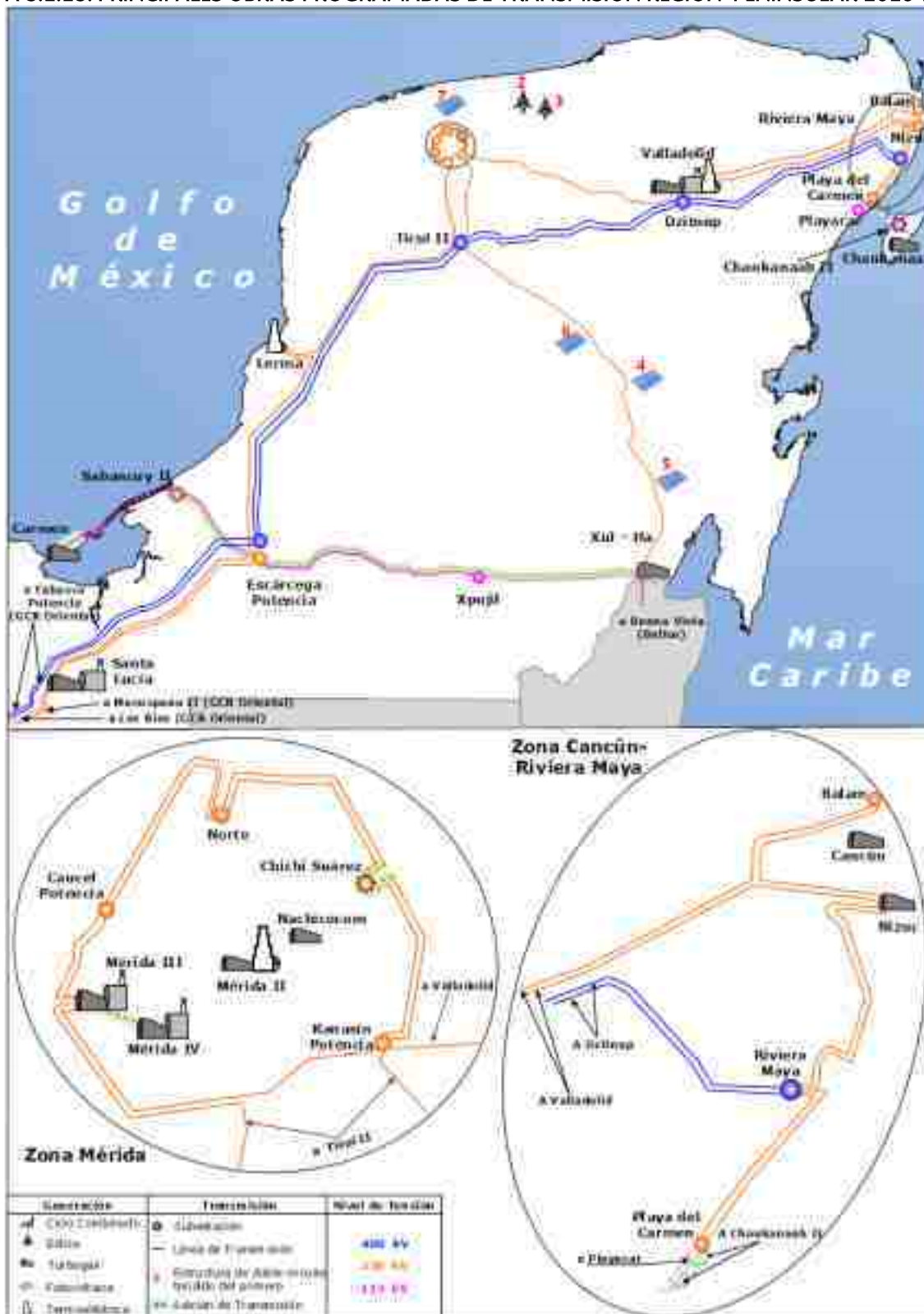
**TABLA 5.1.43. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL PENINSULAR 2016-2025**

(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**

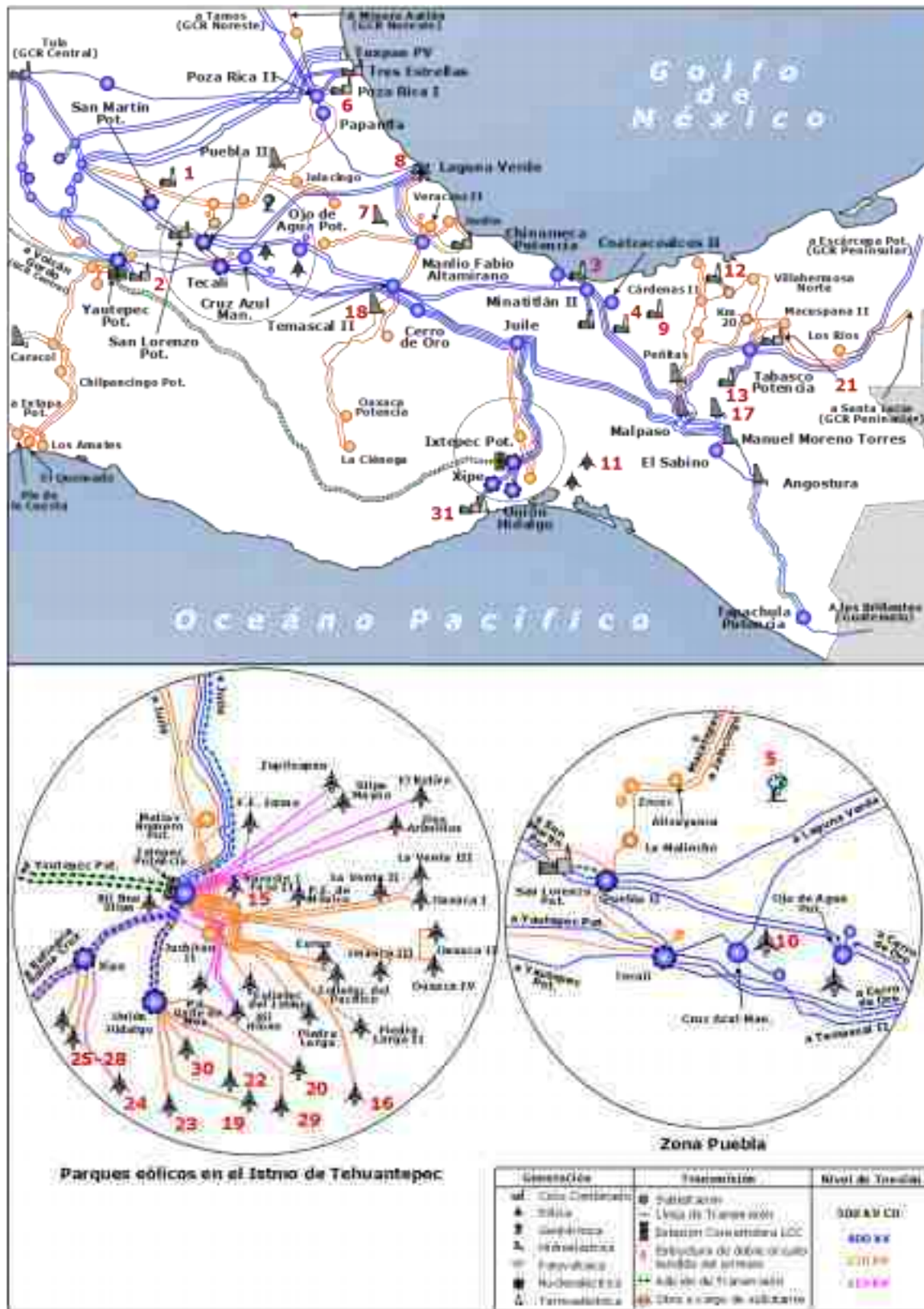
(Kilovolt; Megavoltsamperesreactivo)

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.



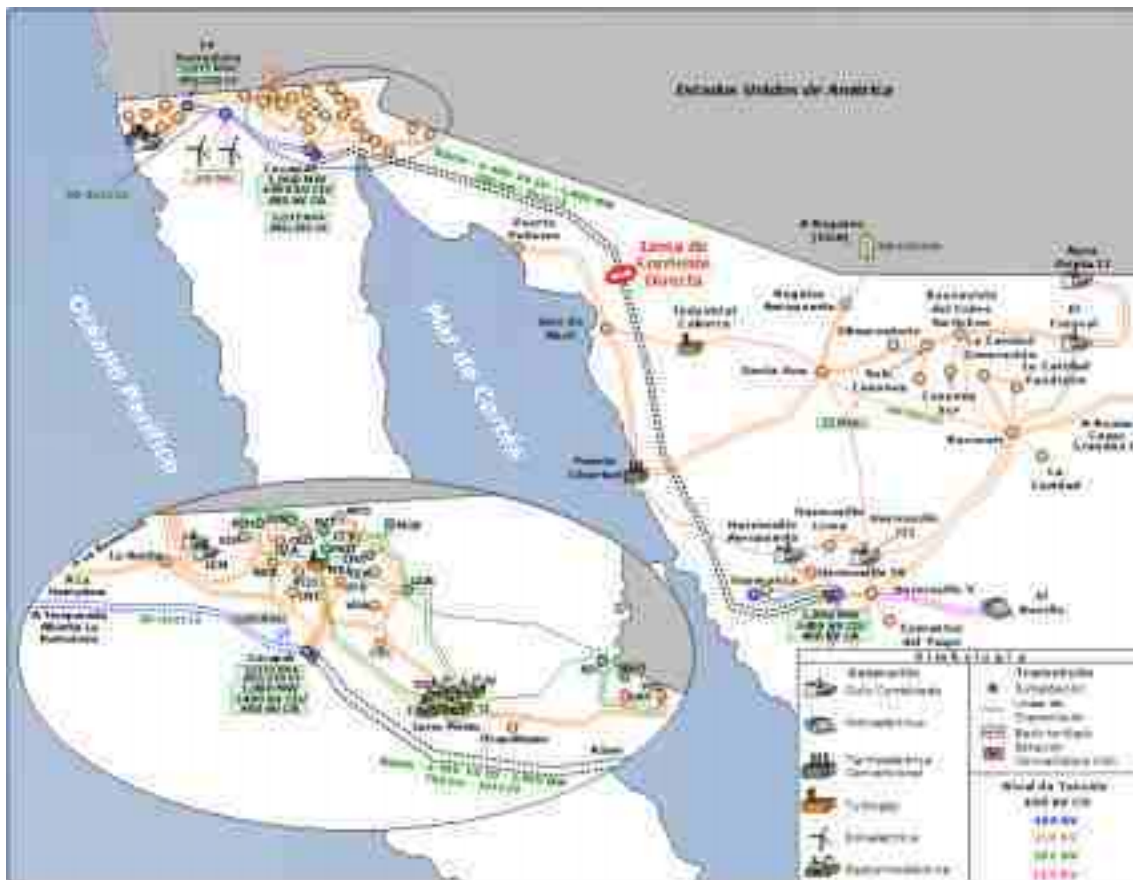
**TABLA 5.1.49. PRINCIPALES OBRAS DE COMPENSACIÓN PROGRAMADAS REGIÓN DE CONTROL BAJA CALIFORNIA 2016-2025**

(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/, 2/</sup>	±400	Bipolo	300.0	abr-21
El Infiernito - Bahía de Kino <sup>1/, 2/, 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/, 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

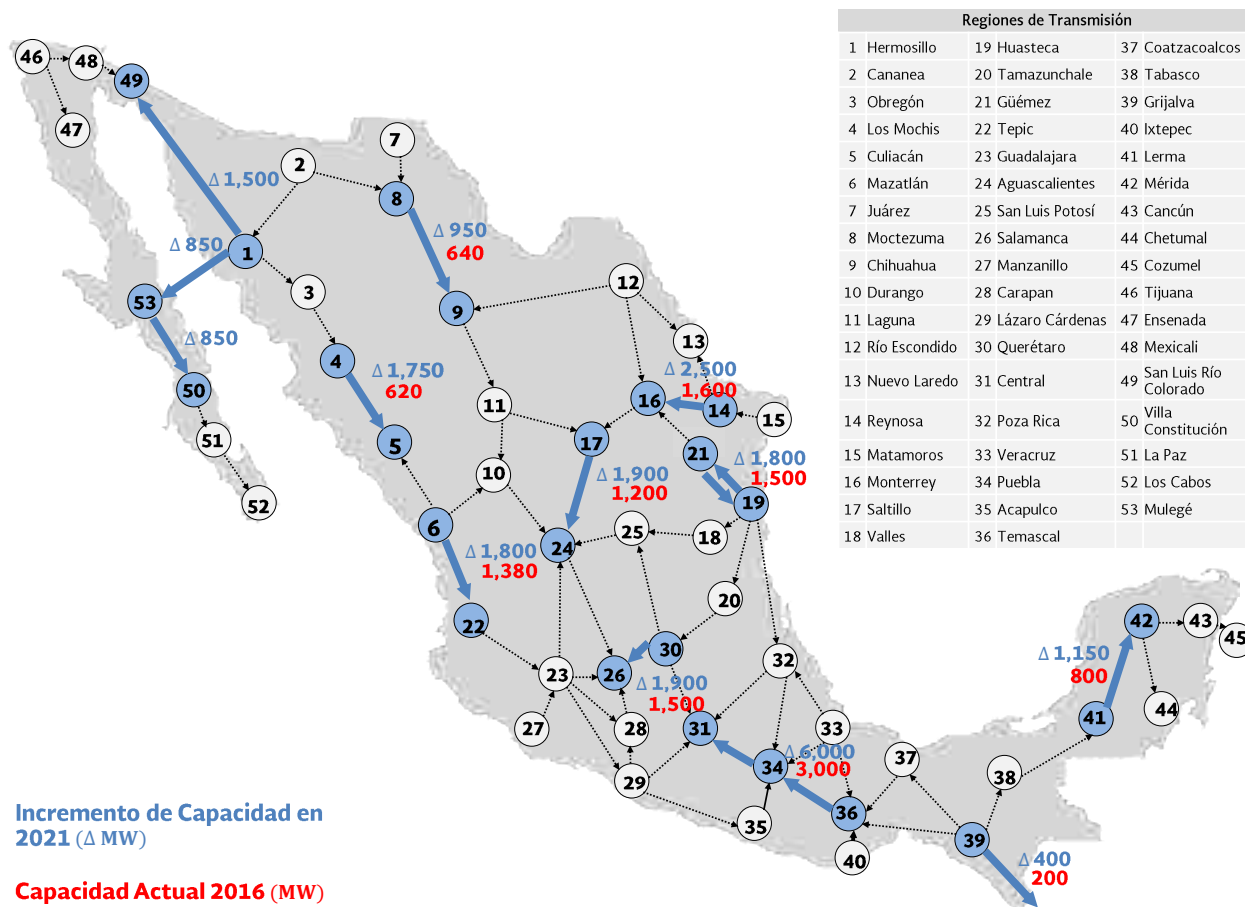
Se estima que en 2021, como resultado de la implementación de los Proyectos programados y Obras Complementarias, se tendrá un incremento significativo en la transmisión de potencia en los siguientes enlaces:

- 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>	

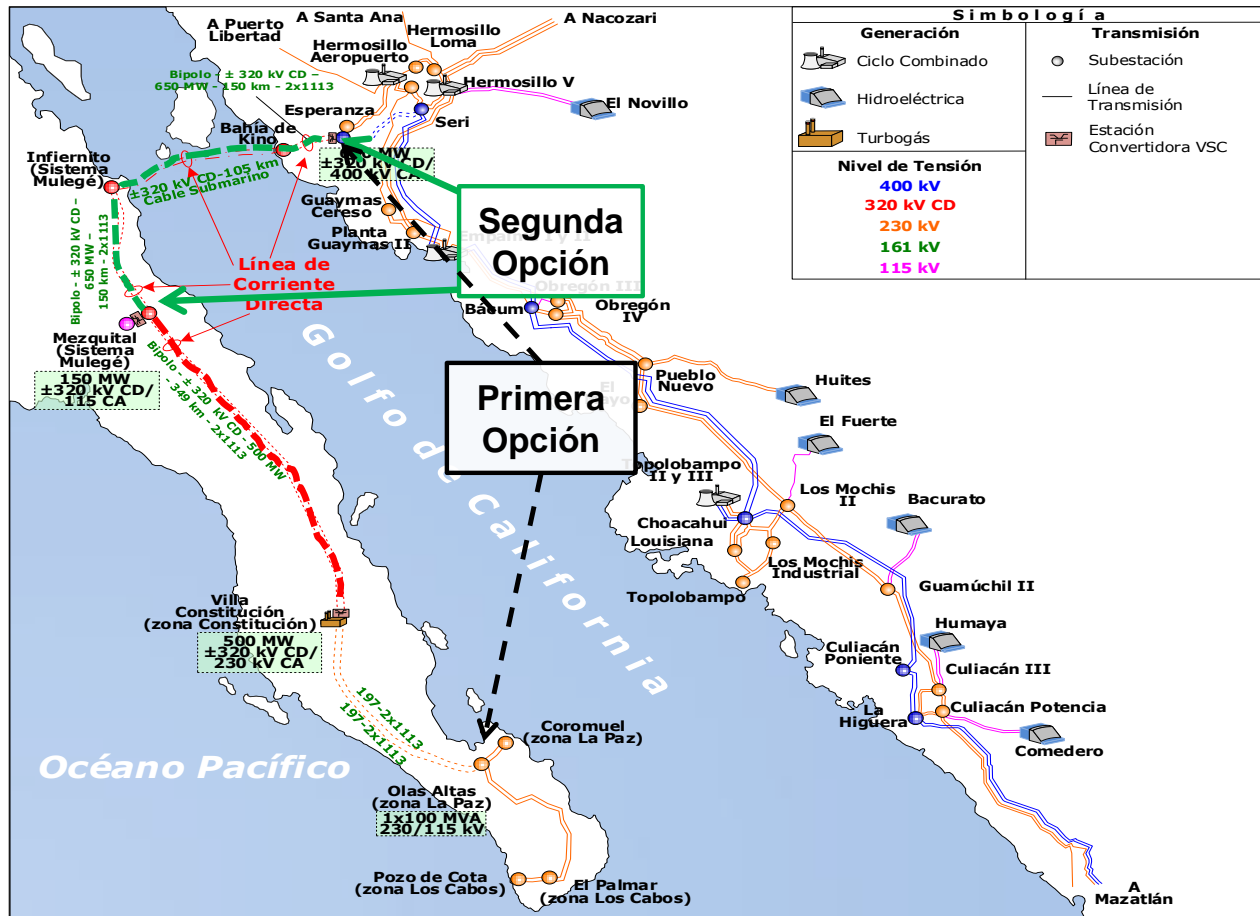
Fuente: CENACE.

**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			

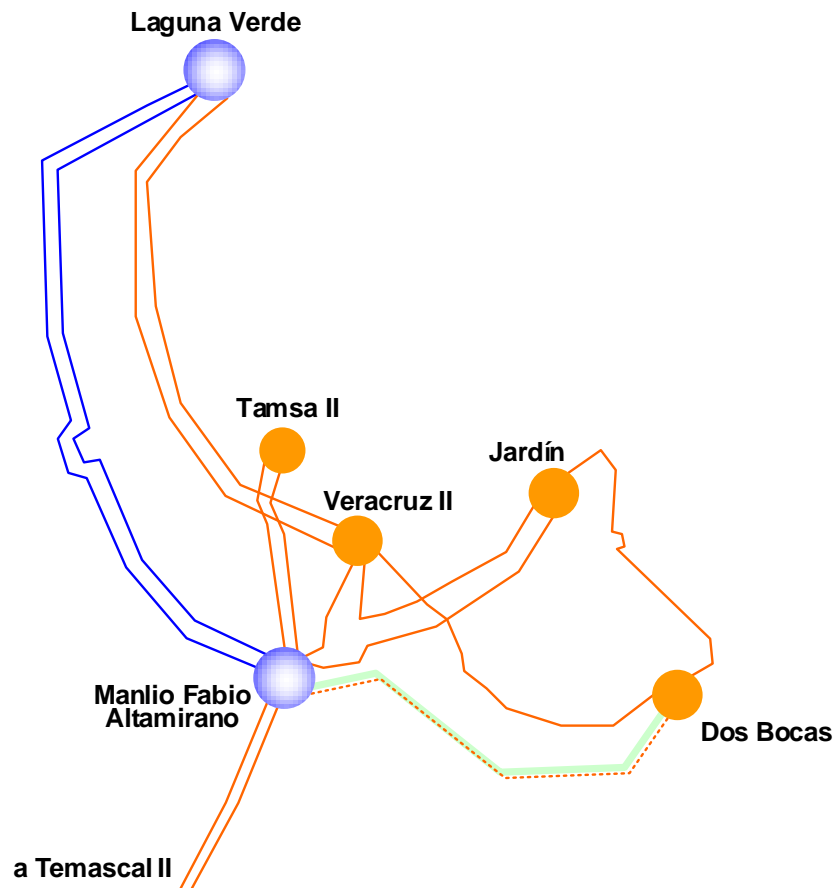
<sup>1/</sup> Tendido del primer circuito. Fuente: CENACE.

**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 análisis 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 bajos 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 Nacozari – 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 Nacozari – 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-costos 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-costos 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-costos 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

Línea de Acción 1	Expandir la cobertura
Proyectos	Formalizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos irregulares.
	Instalar acometidas y adquirir nuevos medidores.
	Interconectar la Isla de Holbox al SEN.
Línea de Acción 2	Modernizar la RGD
Proyectos	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.
Línea de Acción 3	Reducir pérdidas de energía eléctrica en Distribución
Proyectos	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

Línea de Acción 1	Fomentar la Generación Distribuida
Proyectos	Estudiar la viabilidad para instalar Granjas Solares Urbanas
	Impulsar la electrificación rural.

## Objetivo 3. Incorporar Sistemas de Vanguardia Tecnológica

Línea de Acción 1	Implementar sistemas con tecnología de punta que contribuyan al desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI)
Proyectos	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.

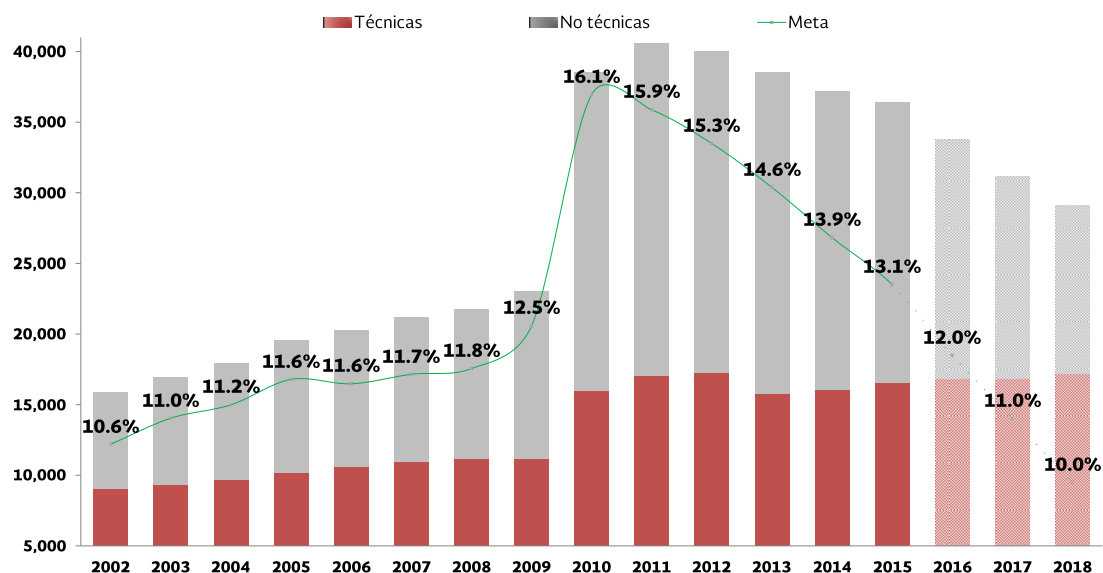
### Reducir Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución

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

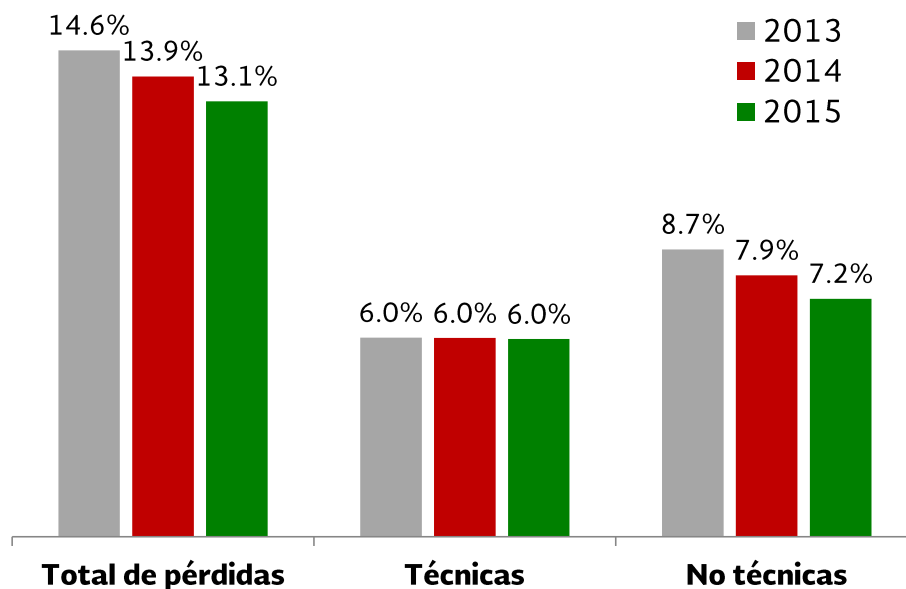
recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 14.7 mil millones de pesos, estimación con base en el costo interno de transferencia. En ese mismo año, las pérdidas no técnicas fueron de 19,865 GWh, que representa el 7.2% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas 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

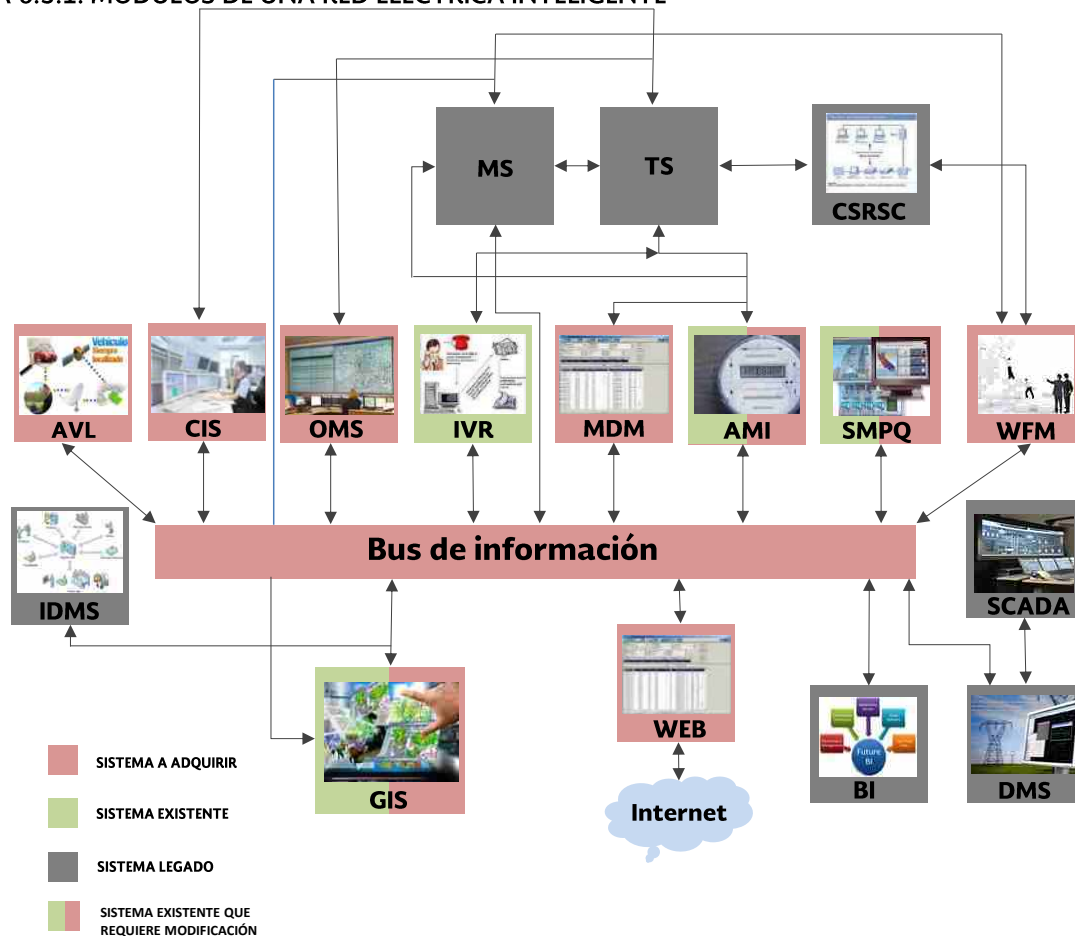
responsables de los elementos y sistemas de TIC que forman parte del SEN, deben integrar los elementos de REI, de conformidad con los siguientes criterios generales, contenidos en el Código de Red:

- 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
<b>Operaciones de la Red</b>	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.
<b>Gestión de Activos y Trabajo</b>	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.
<b>Tecnología</b>	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.
<b>Consumidor</b>	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).

