



PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
**SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

2 0 1 5 - 2 0 2 9

P R O D E S E N

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



ÍNDICE

1. Introducción.....	11
1.1. Fundamento Legal que da origen al PRODESEN y su alineación con los programas de planeación.....	12
1.2. Nueva Estructura del Sector Eléctrico.....	13
2. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....	17
2.1. Capacidad Instalada.....	17
2.2. Generación de Energía Eléctrica.....	17
2.3. Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica en México.....	23
2.4. Transmisión y Distribución.....	26
3. Referencias para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional.....	31
3.1. Criterios, supuestos y consideraciones de largo plazo.....	32
3.2. Metodología de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.....	36
4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)....	39
4.1. Instalación de Centrales Eléctricas.....	39
4.2. Retiro de Unidades Generadoras.....	55
4.3. Margen de Reserva.....	61
5. Condiciones Operativas de la Generación y Transmisión de Energía Eléctrica.....	63
5.1. Escenarios de estudio.....	63
5.2. Estudios de Confiabilidad.....	64
5.3. Límites de transmisión 2015 y 2020.....	67
6. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión.....	69
6.1. Ampliación de la Red Nacional de Transmisión para el periodo 2015-2029.....	70
6.2. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.....	71
6.3. Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema aislado de Baja California.....	101

6.4.	Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.....	105
6.5.	Ampliación y Modernización de la RNT	107
6.6.	Financiamiento.....	108
7.	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución	111
7.1.	Inversión esperada.....	111
7.2.	Atender la oferta y demanda existente de distribución de energía eléctrica.....	112
7.3.	Extender el servicio de distribución	120
7.4.	Incorporar sistemas de vanguardia tecnológica.....	123
8.	Resumen de las inversiones 2015 - 2029	127
9.	Anexos	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.1.	Composición del parque de generación 2013 y 2014	19
Tabla 2.1.2.	Capacidad instalada por modalidad 2014	19
Tabla 2.2.1.	Generación bruta por tipo de tecnología 2013 y 2014	21
Tabla 2.2.2.	Generación bruta por modalidad 2014	22
Tabla 2.4.2.	Líneas de transmisión de CFE	27
Tabla 2.4.3.	Líneas de subtransmisión y distribución de CFE.....	28
Tabla 2.4.4.	Subestaciones instaladas de CFE.....	28
Tabla 2.4.5.	Usuarios atendidos, transformadores de distribución y capacidad instalada	29
Tabla 4.1.1.	Programa indicativo de instalación de centrales eléctricas 2015-2029.....	42
Tabla 4.2.1.	Programa indicativo de retiro de centrales eléctricas 2015-2029	56
Tabla 4.3.1.	Mantenimientos y salidas forzadas para centrales generadoras.....	61
Tabla 6.1.1.	Inversión en transmisión, transformación y compensación por nivel de tensión 2015-2029	70
Tabla 6.1.2.	Resumen del programa de obras de transmisión, transformación y compensación por nivel de tensión 2015-2029.....	71
Tabla 6.2.1.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Central.....	71
Tabla 6.2.2.	Principales obras programadas de transmisión Región Central 2015-2029.....	72
Tabla 6.2.3.	Principales obras programadas de transformación Región Central 2015-2029	73
Tabla 6.2.4.	Principales obras programadas de compensación Región Central 2015-2029.....	73
Tabla 6.2.5.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Occidental.....	73
Tabla 6.2.6.	Principales obras programadas de transmisión Región Occidental 2015-2029.....	74
Tabla 6.2.7.	Principales obras programadas de transformación Región Occidental 2015-2029.....	75
Tabla 6.2.8.	Principales obras programadas de compensación Región Occidental 2015-2029.....	76
Tabla 6.2.9.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Norte	78
Tabla 6.2.10.	Principales obras programadas de transmisión Región Norte 2015-2029.....	79
Tabla 6.2.11.	Principales obras programadas de transformación Región Norte 2015-2029	79
Tabla 6.2.12.	Principales obras programadas de compensación Región Norte 2015-2029.....	80
Tabla 6.2.13.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Noreste.....	80
Tabla 6.2.14.	Principales obras programadas de transmisión Región Noreste 2015-2029	82
Tabla 6.2.15.	Principales obras programadas de transformación Región Noreste 2015-2029.....	82
Tabla 6.2.16.	Principales obras programadas de compensación Región Noreste 2015-2029.....	83

Tabla 6.2.17.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Peninsular.....	83
Tabla 6.2.18.	Principales obras programadas de transmisión Región Peninsular 2015-2029	84
Tabla 6.2.19.	Principales obras programadas de transformación Región Peninsular 2015-2029.....	85
Tabla 6.2.20.	Principales obras programadas de compensación Región Peninsular 2015-2029.....	85
Tabla 6.2.21.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Oriental.....	86
Tabla 6.2.22.	Principales obras programadas de transmisión Región Oriental 2015-2029	87
Tabla 6.2.23.	Principales obras programadas de transformación Región Oriental 2015-2029.....	88
Tabla 6.2.24.	Principales obras programadas de compensación Región Oriental 2015-2029.....	89
Tabla 6.2.25.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Baja California.....	90
Tabla 6.2.26.	Principales obras programadas de transmisión Región Baja California 2015-2029.....	92
Tabla 6.2.27.	Principales obras programadas de transformación Región Baja California 2015-2029.....	92
Tabla 6.2.28.	Principales obras programadas de compensación Región Baja California 2015-2029	93
Tabla 6.2.29.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Baja California Sur.....	93
Tabla 6.2.30.	Principales obras programadas de transmisión Región Baja California Sur 2015-2029.....	94
Tabla 6.2.31.	Principales obras programadas de transformación Región Baja California Sur 2015-2029.....	94
Tabla 6.2.32.	Principales obras programadas de compensación Región Baja California Sur 2015-2029.....	95
Tabla 6.2.33.	Obras e indicadores 2015-2029, Sistema Mulegé.....	95
Tabla 6.2.34.	Principales obras programadas de transmisión Sistema Mulegé 2015-2029.....	95
Tabla 6.2.35.	Principales obras programadas de transformación Sistema Mulegé 2015-2029.....	96
Tabla 6.2.36.	Obras e indicadores 2015-2029, Región Noroeste.....	96
Tabla 6.2.37.	Principales obras programadas de transmisión Región Noroeste 2015-2029.....	98
Tabla 6.2.38.	Principales obras programadas de transformación Región Noroeste 2015-2029	99
Tabla 6.2.39.	Principales obras programadas de compensación Región Noroeste 2015-2029.....	100
Tabla 6.3.1.	Indicadores obra Pinacate-Cucapah.....	101
Tabla 6.3.2.	Indicadores obra Seis de Abril-Pinacate.....	103
Tabla 6.4.1.	Indicadores de obra de línea de corriente directa.....	106
Tabla 6.4.2.	Indicadores de evaluación línea corriente directa y red de corriente alterna 2ª. Temporada abierta de Oaxaca	107
Tabla 6.5.4.	Modernización de líneas de transmisión y subestaciones (>30 años) de la subdirección de transmisión.....	108
Tabla 7.1.1.	Inversiones de Distribución 2015-2019.....	112
Tabla 7.2.1.	Metas físicas 2015-2019	113
Tabla 7.2.2.	Alcances del proyecto 2016-2019	114

Tabla 7.2.3.	Acciones para la reducción de pérdidas técnicas en el periodo 2015-2019.....	114
Tabla 7.2.4.	Equipos de medición tipo AMI para la reducción de pérdidas no técnicas 2015-2019....	115
Tabla 7.2.5.	Acciones para mejorar la confiabilidad de la red 2015-2019.....	116
Tabla 7.2.6.	Programa de Modernización de la Medición 2016-2019.....	117
Tabla 7.2.7.	Pérdidas de energía en distribución 2000-2014.....	118
Tabla 7.2.8.	Metas físicas para reducción de pérdidas (inversión financiada)	119
Tabla 7.2.9.	Metas físicas propuestas en el proyecto de reducción de pérdidas 2016-2017.....	119
Tabla 7.3.1.	Meta de electrificación 2014-2024.....	122
Tabla 7.3.2.	Dimensionamiento de una planta eléctrica solar en potencia y capacidad.....	122
Tabla 7.3.3.	Plantas eléctricas solares que se instalarán en 2015.....	123
Tabla 7.4.1.	Sistemas para implementar las redes eléctricas inteligentes 2015-2019.....	124
Tabla 8.1.1.	Inversiones en generación, transmisión y distribución 2015-2029.....	127
Tabla 8.1.2.	Evolución de la inversión estimada por concepto 2015-2029	128

ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

Tabla 1.1.1.	Alineación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional	129
Tabla 1.2.1.	Producto Interno Bruto de la industria eléctrica 2004-2014	132
Tabla 1.2.2.	Consumo intermedio de energía eléctrica por rama de actividad de acuerdo con la demanda intermedia en la matriz insumo producto de la economía total 2012	133
Tabla 1.2.3.	Gasto corriente trimestral en electricidad según deciles de hogares de acuerdo con su corriente trimestral	134
Tabla 2.1.3.	Capacidad por entidad federativa	135
Tabla 2.2.3.	Generación por entidad federativa.....	136
Tabla 2.3.1.	Centrales de generación termoeléctrica convencional.....	137
Tabla 2.3.2.	Centrales de generación de combustión interna.....	141
Tabla 2.3.3.	Centrales de generación eléctrica con turbogás.....	152
Tabla 2.3.4.	Centrales de generación de ciclo combinado	157
Tabla 2.3.5.A.	Centrales de generación carboeléctricas	161
Tabla 2.3.5.B.	Centrales de generación de energía eléctrica con tecnología de lecho fluidizado	161
Tabla 2.3.6.	Centrales de generación de energía eléctrica con tecnologías múltiples	162
Tabla 2.3.7.	Centrales de generación eólica	165
Tabla 2.3.8.	Centrales de generación solar	167

Tabla 2.3.9.	Centrales de generación geotermoeléctrica	168
Tabla 2.3.10.	Centrales de generación hidroeléctrica	169
Tabla 2.3.11.	Centrales de generación nucleoeléctrica	173
Tabla 2.3.12.	Centrales de generación de bioenergía	174
Tabla 2.4.1.	Capacidad de los enlaces entre regiones en 2014 (MW)	176
Tabla 3.1.1.	Regiones de transmisión	183
Tabla 3.1.2.	Gasoductos concluidos periodo 2014-2015.....	188
Tabla 3.1.3.	Gasoductos nacionales en construcción	189
Tabla 3.1.4.	Gasoductos adjudicados	189
Tabla 3.1.5.	Gasoductos en proceso de licitación.....	189
Tabla 3.1.6.	Gasoductos en proyecto.....	190
Tabla 3.1.7.	Demanda máxima bruta (escenario de planeación)	193
Tabla 3.1.8.	Consumo bruto (escenario de planeación)	194
Tabla 3.1.9.	Pronóstico 2015-2029: escenarios alto, planeación y bajo (Consumo Bruto GWh)	195
Tabla 3.1.10.	Pronóstico 2015-2029: escenarios alto, planeación y bajo (Demanda Máxima Integrada (MWh/h))	196
Tabla 4.1.2.	Capacidad adicional por situación del proyecto y tecnología 2015-2029	203
Tabla 4.1.3.	Capacidad adicional por situación del proyecto y modalidad 2015-2029	205
Tabla 4.1.4.	Evolución de la inversión estimada por tecnología 2015-2029	206
Tabla 4.1.5.	Evolución de la inversión en los proyectos identificados por tecnología 2015-2029	207
Tabla 4.1.6.	Evolución de la inversión de los proyectos identificados por modalidad 2015-2029	208
Tabla 4.1.7.	Capacidad adicional por modalidad y tecnología 2015-2029.....	209
Tabla 4.1.8.	Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2015-2029	210
Tabla 4.1.9.	Evolución de las adiciones de capacidad por modalidad 2015-2029	211
Tabla 4.1.10.	Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa 2015-2029	212
Tabla 4.1.11.	Evolución de las adiciones de capacidad por región de control 2015-2029	214
Tabla 4.3.2.	Margen de reserva por región de control.....	217
Tabla 4.3.3.	Margen de reserva de las regiones de Baja California y Baja California Sur	218
Tabla 5.3.1.	Precios marginales estimados por región de transmisión 2015-2020.....	226
Tabla 6.1.3.	Inversión en Transmisión por nivel de tensión 2015-2029	228
Tabla 6.1.4.	Inversión en Transformación por nivel de tensión 2015-2029.....	229
Tabla 6.1.5.	Inversión en Compensación por nivel de tensión 2015-2029.....	230
Tabla 6.1.6.	Resumen del programa de obras de Transmisión 2015-2029	231
Tabla 6.1.7.	Resumen del programa de obras de Transformación 2015-2029	232

Tabla 6.1.8.	Resumen del programa de obras de compensación 2015-2029	233
Tabla 6.5.1.	Obras de transmisión del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024.....	234
Tabla 6.5.2.	Obras de transformación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024	235
Tabla 6.5.3.	Obras de compensación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024	237
Tabla 6.5.5.	Obras de modernización del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2024	238
Tabla 6.5.6.	Metas físicas (subestaciones > 30 años) Modernización de Líneas de Transmisión de la Subdirección de Transmisión.....	239
Tabla 6.5.7.	Monto del proyecto (millones de pesos) Modernización de Líneas de Transmisión de la Subdirección de Transmisión.....	240
Tabla 6.5.8.	Transmisión metas físicas (subestaciones > 30 años) Modernización de Subestaciones de la Subdirección de Transmisión.....	241
Tabla 6.5.9.	Monto del proyecto (millones de pesos) Modernización de Subestaciones (> 30 años) de la Subdirección de Transmisión	243
Tabla 6.6.1.	Opciones de instrumentos de financiamiento y características principales para proyectos inversión en transmisión.....	244
Tabla 7.1.2.	Inversiones de Distribución 2010-2015.....	245
Tabla 7.1.3.	Inversiones de distribución 2015 – 2029.....	246

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.2.1.	Tasa de crecimiento media anual 2004-2014	13
Gráfico 1.2.2.	Evolución del crecimiento del PIB total y de la industria eléctrica 2004-2014	14
Gráfico 1.2.3.	Distribución del consumo intermedio de la producción interna de energía eléctrica.....	14
Gráfico 2.1.1.	Capacidad instalada 2013 y 2014	18
Gráfico 2.1.2.	Participación en la capacidad de generación por tipo de tecnología 2014.....	18
Gráfico 2.2.1.	Generación bruta 2013 y 2014.....	20
Gráfico 2.2.2.	Participación en la generación por tipo de tecnología 2014	21
Gráfico 3.1.3.	Distribución regional de la demanda máxima 2014	35
Gráfico 3.1.4.	Distribución regional del consumo bruto 2014	35

Gráfico 3.1.5.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima 2015-2029	35
Gráfico 3.1.6.	Crecimiento anual esperado del consumo bruto 2015-2029	35
Gráfico 4.1.1.	Adiciones de capacidad 2015-2029.....	39
Gráfico 4.1.2.	Participación en la capacidad de generación por tipo de tecnología 2015-2029	40
Gráfico 4.1.3.	Capacidad adicional por modalidad 2015-2029	40
Gráfico 4.2.1.	Retiro de capacidad 2015-2029	55
Gráfico 4.2.2.	Retiro de capacidad por tecnología 2015-2029	55
Gráfico 4.3.1.	Margen de reserva del sistema interconectado nacional.....	62
Gráfico 7.2.1.	Evolución y meta de pérdidas de energía en distribución 2002-2018	117
Gráfico 7.2.2.	Evolución de las pérdidas de energía 2012-2014	119

ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)

Gráfico 3.1.1.	Producto Interno Bruto: real y pronosticado 1994–2029	191
Gráfico 3.1.2.	Crecimiento medio estimado de precios del crudo y gas natural 1994 – 2029	191
Gráfico 4.3.2.	Margen de reserva de las regiones Norte, Noroeste y Noreste, 2015-2029.....	215
Gráfico 4.3.3.	Margen de reserva de las regiones Central y Occidental, 2015-2029.....	216
Gráfico 4.3.4.	Margen de reserva de las regiones Oriental y Peninsular, 2015-2029.....	216
Gráfico 5.1.1.	Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno 2014	219
Gráfico 5.1.2.	Perfil real de la demanda del Noroeste y Norte el 12 de junio de 2014	220

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 2.1.1	Capacidad efectiva por Entidad Federativa	20
Mapa 2.2.1.	Generación por Entidad Federativa.....	22
Mapa 3.1.1.	Regiones de control del Sistema Eléctrico	32
Mapa 4.1.1.	Capacidad adicional por Entidad Federativa.....	41
Mapa 5.3.3.	Distribución de precios marginales estimados por región de transmisión	68
Mapa 6.2.1.	Principales obras programadas de transmisión, Región Central 2015-2029	72
Mapa 6.2.2.	Principales obras programadas de transmisión, Región Occidental 2015-2029	74
Mapa 6.2.3.	Principales obras programadas de transmisión, Región Norte 2015-2029	78

Mapa 6.2.4.	Principales obras programadas de transmisión, Región Noreste 2015-2029	81
Mapa 6.2.5.	Principales obras programadas de transmisión, Región Peninsular 2015-.....	84
Mapa 6.2.6.	Principales obras programadas de transmisión, Región Oriental 2015-.....	86
Mapa 6.2.7.	Principales obras programadas de transmisión, Región Baja California 2015-	91
Mapa 6.2.8.	Principales obras programadas de transmisión, Región Noroeste 2015-	97
Mapa 6.3.1.	Mapa de obra Pinacate-Cucapah	102
Mapa 6.3.2.	Obra Seis de Abril-Pinacate	104
Mapa 6.4.1.	Obra red de transmisión asociada a la 2ª temporada abierta de Oaxaca	106

ÍNDICE DE MAPAS (ANEXOS)

Mapa 2.3.1.	Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales	137
Mapa 2.3.2.	Capacidad y generación en centrales de combustión interna	141
Mapa 2.3.3.	Capacidad y generación en centrales turbogás	152
Mapa 2.3.4.	Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado	157
Mapa 2.3.5.	Capacidad y generación en centrales carboeléctricas y lecho fluidizado	160
Mapa 2.3.6.	Capacidad y generación en centrales con tecnologías múltiples	162
Mapa 2.3.7.	Capacidad y generación en centrales eólicas.....	165
Mapa 2.3.8.	Capacidad y generación en centrales solares	167
Mapa 2.3.9.	Capacidad y generación en centrales geotermoeléctricas	168
Mapa 2.3.10.	Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas	169
Mapa 2.3.11.	Capacidad y generación en centrales nucleoeeléctricas	173
Mapa 2.3.12.	Capacidad y generación en centrales de bioenergía	174
Mapa 2.4.1.	Sistema eléctrico nacional de transmisión 2014	181
Mapa 2.4.2.	Divisiones de distribución.....	182
Mapa 3.1.2.	Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2014	184
Mapa 3.1.3.	Potencial de recurso eólico	185
Mapa 3.1.4.	Potencial de recurso solar	185
Mapa 3.1.5.	Potencial de recurso geotérmico	186
Mapa 3.1.6.	Potencial de recurso de residuos urbanos	186
Mapa 3.1.7.	Potencial de recurso hidráulico	187
Mapa 3.1.8.	Reconversión a ciclo combinado	187
Mapa 3.1.9.	Nueva red de gasoductos 2015-2019	188
Mapa 3.1.10.	Rehabilitación y modernización de centrales eléctricas CFE	190

Mapa 3.1.11.	Demanda máxima y consumo bruto por regiones de control del Sistema Eléctrico Nacional 2014	192
Mapa 3.1.12.	Demanda máxima y consumo bruto por regiones de control del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 (Escenario de Planeación)	197
Mapa 4.1.2.	Capacidad adicional en centrales termoeléctricas convencionales 2015-2029	198
Mapa 4.1.3.	Capacidad adicional en centrales de combustión interna 2015-2029	198
Mapa 4.1.4.	Capacidad adicional en centrales de turbogás 2015-2029	199
Mapa 4.1.5.	Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2015-2029	199
Mapa 4.1.6.	Capacidad adicional en centrales carboeléctricas y nucleoeeléctricas 2015-2029	200
Mapa 4.1.7.	Capacidad adicional en centrales eólicas 2015-2029	200
Mapa 4.1.8.	Capacidad adicional en centrales solares 2015-2029	201
Mapa 4.1.9.	Capacidad adicional en centrales geotermoeléctricas 2015-2029	201
Mapa 4.1.10.	Capacidad adicional en centrales hidroeléctricas 2015-2029	202
Mapa 4.1.11.	Capacidad adicional en centrales de bioenergía 2015-2029	202
Mapa 4.1.12.	Capacidad adicional en centrales de cogeneración eficiente 2015-2029	203
Mapa 4.2.1.	Retiro de capacidad por Entidad Federativa 2015-2029	215
Mapa 5.2.1.	Condiciones operativas demanda de verano, 16:30 hrs. 2016	221
Mapa 5.2.2.	Condiciones operativas demanda de verano, 16:30 hrs. 2020	221
Mapa 5.2.3.	Condiciones operativas demanda de verano, 16:30 hrs. 2016	222
Mapa 5.2.4.	Condiciones operativas demanda de verano, 16:30 hrs. 2020	222
Mapa 5.2.5.	Condiciones operativas demanda media de invierno, 15:00 hrs. 2016	223
Mapa 5.2.6.	Condiciones operativas demanda media de invierno, 15:00 hrs. 2020	223
Mapa 5.2.7.	Condiciones operativas demanda media de invierno, 15:00 hrs. 2016	224
Mapa 5.2.8.	Condiciones operativas demanda media de invierno, 15:00 hrs. 2020	224
Mapa 5.3.1.	Capacidad de transmisión del SEN, 2015	225
Mapa 5.3.2.	Capacidad de transmisión del SEN, 2020	225

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.2.1.	Nuevo modelo de la industria eléctrica.....	16
Figura 3.1.1.	Proceso del pronóstico de la demanda máxima y consumo bruto	34
Figura 3.2.1.	Problema de optimización.....	37
Figura 7.4.1.	Módulos de una red eléctrica inteligente.....	125

INTRODUCCIÓN

El párrafo sexto del Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos señala que corresponde exclusivamente a la Nación: la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En consistencia con este precepto, el 11 de agosto de 2014 se publica la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) que tiene por objeto, entre otros, regular la planeación del SEN. De conformidad con lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), correspondía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la planeación del SEN, la cual también realizaba todos los actos relacionados con el servicio público de energía eléctrica y llevaba a cabo todas las obras, instalaciones y trabajos que requerían la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN.

La planeación del SEN, por mandato del Artículo 25 de la Constitución Federal, es un área estratégica; en cumplimiento de esta disposición y del artículo 14 de la LIE, la Secretaría de Energía emite el presente Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional que representa un instrumento para llevar a cabo dicha actividad estratégica.

En términos de la LIE, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, es el documento que contiene la planeación del SEN y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de centrales de generación eléctrica y los programas de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución.

Con anterioridad a la Reforma Constitucional en materia energética publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013 y del legal emanado de la misma, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), atribuía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la cual también realizaba todos los actos relacionados con el servicio público de energía eléctrica y llevaba a cabo todas las obras, instalaciones y trabajos que requerían la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN.

En consecuencia, desde la década de los años 60, la CFE se encargaba de coordinar y administrar las

actividades y estudios para la planeación integral del sistema eléctrico del país, lo que daba por resultado el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). La elaboración del POISE implicaba un trabajo dinámico y continuo, basado en un conjunto de herramientas y modelos de planificación sofisticados que consideraban los criterios de seguridad, calidad y costos alineados a los objetivos de política pública en su momento.

Es así que el POISE, documento que ganó gran prestigio nacional, se instituyó como el principal referente para la toma de decisiones de los integrantes de la industria eléctrica mexicana y hoy es base importante para la elaboración de este documento.

Resultado del conjunto de acciones para la planeación y su ejecución, el 98.4% de la población mexicana cuenta con energía eléctrica, esto significa proveer de electricidad a 119.9 millones de habitantes, por medio de una red eléctrica de 879,691 kilómetros de longitud (líneas de transmisión y distribución de la CFE) extendida por todo el territorio nacional, y con una infraestructura de 190 centrales generadoras de CFE, equivalente a 41,516 megawatts (MW) en capacidad efectiva.

CFE proporciona servicio de energía eléctrica a 38.4 millones de clientes, de los cuales el 88.6% se agrupan en el sector doméstico, el 58.2% de sus ventas de energía eléctrica se concentran en el sector industrial. El tiempo de interrupción por usuario (TIU) del servicio de energía eléctrica es de 37 minutos, el cual se redujo en 39% de 2010 (60 minutos) a 2014, esto representa una importante reducción en el número de apagones. Por otro lado, las inconformidades por deficiencias en el servicio por cada mil usuarios registraron una mejora al pasar de 4.4 en 2010 a 3.5 en 2014, y se mejoró el plazo de conexión a nuevos usuarios. El tiempo promedio de conexión fue de 0.75 días al cierre del mismo año¹.

¹ Indicadores Operativos de CFE, marzo 2015.
(http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/Indicadores-operativos.aspx)

Lo anterior evidencia los avances logrados en el sector eléctrico; sin embargo, aún existen retos importantes en el corto, mediano y largo plazo para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la población y la creciente demanda de la planta productiva del país. Las necesidades del nuevo entorno económico requieren un balance óptimo entre la competencia, el desarrollo e innovación tecnológica y la diversificación de fuentes de energías limpias y económicas, para ofrecer electricidad a precios asequibles para la industria, los servicios, el campo y las familias; así como promover la seguridad energética del país, incrementar la confiabilidad del sistema y mejorar la sustentabilidad ambiental.

Por ello, en fechas recientes se impulsaron una serie de cambios estructurales acordes con experiencias internacionales en materia de regulación, competencia y operación de mercados eléctricos, tomando en cuenta el aprovechamiento sustentable y óptimo de los recursos, las Leyes y Reglamentos que regulan el sector y fortalecen el mercado energético del país, en particular al sector eléctrico.

De esta forma, la Secretaría de Energía asume la planeación de las obras del sector eléctrico, retoma las bases y las mejores prácticas y procedimientos con los que se elaboraba el POISE, para dar continuidad a la planeación del sector y complementa el ejercicio al incluir los proyectos públicos y privados para incrementar la capacidad de generación y satisfacer las necesidades de transmisión y distribución en un horizonte de tiempo de 15 años. De este modo, la Secretaría de Energía elabora el presente Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

1.1. Fundamento Legal que da origen al PRODESEN y su alineación con los programas de planeación.

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el Estado, a través de la Secretaría de Energía, llevará a cabo las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); con el nuevo régimen jurídico se fortalece el proceso de planeación del SEN y 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 (DOF 20/12/2013).

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 (DOF 11/08/2014).

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.”

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) constituye un documento de referencia y consulta para guiar la toma de decisiones de los integrantes del sector eléctrico, en torno a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; su alcance es orientar la inversión productiva en infraestructura eléctrica para satisfacer la demanda. El PRODESEN incorpora los aspectos relevantes de los siguientes programas:

- a. Instalación y Retiros de Centrales Eléctricas; el cual 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.
- b. Ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución; los cuales incluyen aquellos proyectos que deberán llevar a cabo

los transportistas y distribuidores, previa instrucción de la Secretaría de Energía (SENER).

En este contexto, el PRODESEN es un documento alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND) y a los diferentes programas de planeación sectoriales y especiales que derivan del PND de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Planeación (ver Anexos, Tabla 1.1.1).

1.2. Nueva Estructura del Sector Eléctrico

Con la aprobación de la Reforma Constitucional en materia de energía el 20 de diciembre de 2013, México dio un paso importante hacia la construcción de un sector energético competitivo, a través de la ejecución de las acciones para la transformación de los organismos clave del sector, apertura para una mayor participación de la inversión productiva y mejores opciones para el consumidor.

El 11 de agosto de 2014, se publicaron las Leyes Secundarias, ordenamientos legales que contribuyen a la correcta aplicación de la Reforma Energética. Particularmente, a través de la LIE se define la nueva estructura del sector eléctrico, cuyo objeto es regular la planeación y el control del SEN, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica.

La Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) facilitarán la transparencia de la información en el sector, tomando en cuenta el interés público, la integridad y funcionamiento eficiente del mercado eléctrico, la competencia económica y la protección de los consumidores.

En consecuencia, los integrantes de la industria eléctrica contarán con información de referencia oportuna y actual, que les permita conocer y evaluar el desempeño del sector eléctrico, e identificar los instrumentos que promuevan la inversión productiva para impulsar la infraestructura eléctrica necesaria para satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país.

Contribución del Sector Eléctrico

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas y de

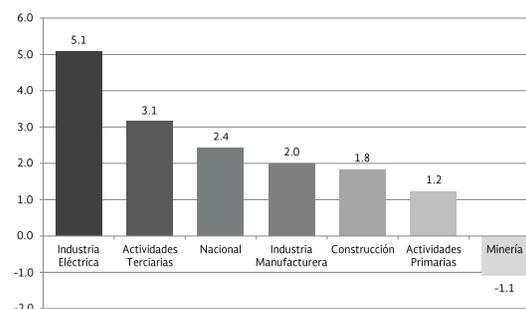
transformación en el país, ya que al garantizar el abasto eficiente de energía eléctrica a un costo accesible se promueve la competitividad y la capacidad de las empresas e industria del país para colocar más y mejores productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico. Asimismo, la energía eléctrica es un bien final indispensable, y al garantizar su abasto de forma continua y segura, se eleva el bienestar y la calidad de vida de la población, al tener acceso a bienes y servicios sociales básicos, como la alimentación, la salud y la educación. 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.

a. Energía eléctrica y la actividad industrial

La industria eléctrica (la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica²) es el único subsector industrial que aumentó su participación en el Producto Interno Bruto (PIB) nacional de forma continua, hasta alcanzar un promedio de 1.8% en la última década, y su crecimiento ha sido más dinámico comparado con el de otras actividades económicas y mayor al de la economía en su conjunto (ver Gráfico 1.2.1).

GRÁFICO 1.2.1. TASA DE CRECIMIENTO MEDIA ANUAL 2004-2014

(Porcentaje)



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

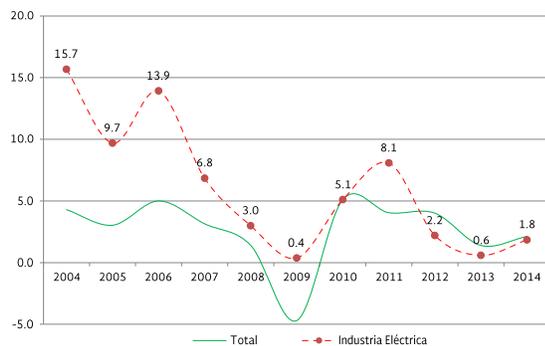
² De acuerdo con la clasificación del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN, 2013), el subsector de Generación, Transmisión y distribución de energía eléctrica comprende las unidades económicas dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución (suministro) de energía eléctrica de manera integrada, sin importar el tipo de planta en que haya sido generada, así como a la transmisión y distribución (suministro) de energía eléctrica. También incluye a la generación de energía eléctrica sin realizar transmisión y distribución (suministro).

De 2004 a 2014, la industria eléctrica creció a una tasa promedio anual de 5.1% en comparación con el 2.4% del PIB nacional. Asimismo, participa con el 5.0% del PIB de la actividad industrial del país (ver Anexos, Tabla 1.2.1).

El crecimiento económico de la industria eléctrica mantiene el mismo comportamiento que el crecimiento del PIB nacional, sigue la misma trayectoria y fluctuaciones. Sin embargo, en periodos de expansión, las fluctuaciones del crecimiento de la industria eléctrica son más pronunciadas que las del crecimiento nacional y, por el contrario, en periodos de recesión dichas fluctuaciones son de menor amplitud (ver Gráfico 1.2.2).

GRÁFICO 1.2.2. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB TOTAL Y DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2004-2014

(Porcentaje)



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

Es decir, cuando hay crecimiento 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, dado que es un bien de primera necesidad.

Desde 2004, la industria eléctrica registra tasas de crecimiento positivas y superiores al PIB nacional; sin embargo, en los últimos tres años el sector eléctrico creció a tasas de menor magnitud que el de la economía en su conjunto.

Lo anterior se explica por el agotamiento de la estructura productiva y operativa de la industria eléctrica y por los escasos incentivos para generar mayor valor agregado en el sector. Esto representa un punto de quiebre en la trayectoria de largo plazo de

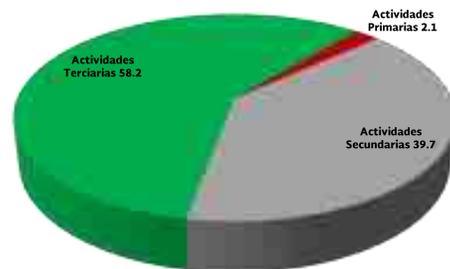
esta industria y es reflejo de la necesidad imperante de una reconfiguración de la organización industrial del sector eléctrico a partir de reglas y criterios claros que promuevan competencia, productividad y eficiencia.

Dicha reconfiguración se está propiciando con la implementación de una Reforma Integral y la consolidación institucional, técnica y económica del SEN y sus participantes, con el firme propósito de incentivar la competencia en los eslabones del sector, así como impactar en el bienestar de la población y garantizar el acceso a la electricidad a precios competitivos.

Para conocer el impacto de la industria eléctrica en la estructura productiva del país³, 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 1.2.3).

GRÁFICO 1.2.3. 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.

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 Anexos, Tabla 1.2.2).

b. Energía eléctrica y hogares

³ 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).

De acuerdo con la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2012 (ENIGH), el total de los hogares en el país destinan 1.47% 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 2.67% 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 1.11% de su ingreso trimestral (ver Anexos, Tabla 1.2.3).

El nuevo modelo del sector eléctrico nacional

El nuevo modelo busca mejorar la estructura productiva de la industria bajo los principios de la libre competencia y competencia en las actividades de generación y comercialización, así como determinar la ejecución de proyectos de ampliación y modernización en las actividades de transmisión y distribución.

Este modelo parte de una base técnica e institucional sólida existente, la cual ha permitido que las partes coordinadoras (SENER-CENACE-CRE), en colaboración con la CFE como empresa pública productiva y las empresas del país, diseñen los instrumentos de planeación, operación y regulación que requiere el sector eléctrico. Es importante destacar que con dichos instrumentos se generan las siguientes condiciones:

- a. Certidumbre: al contar con la información de forma oportuna y en igualdad de condiciones, para la planeación futura de compromisos y obligaciones.
- b. Competencia: al nivelar los costos entre tecnologías limpias y convencionales, al fomentar la inversión productiva e innovación y al impulsar un portafolio de tecnologías de generación diversificado.
- c. Efectividad: al impactar en un menor costo a los usuarios y en un mayor incentivo para la innovación.

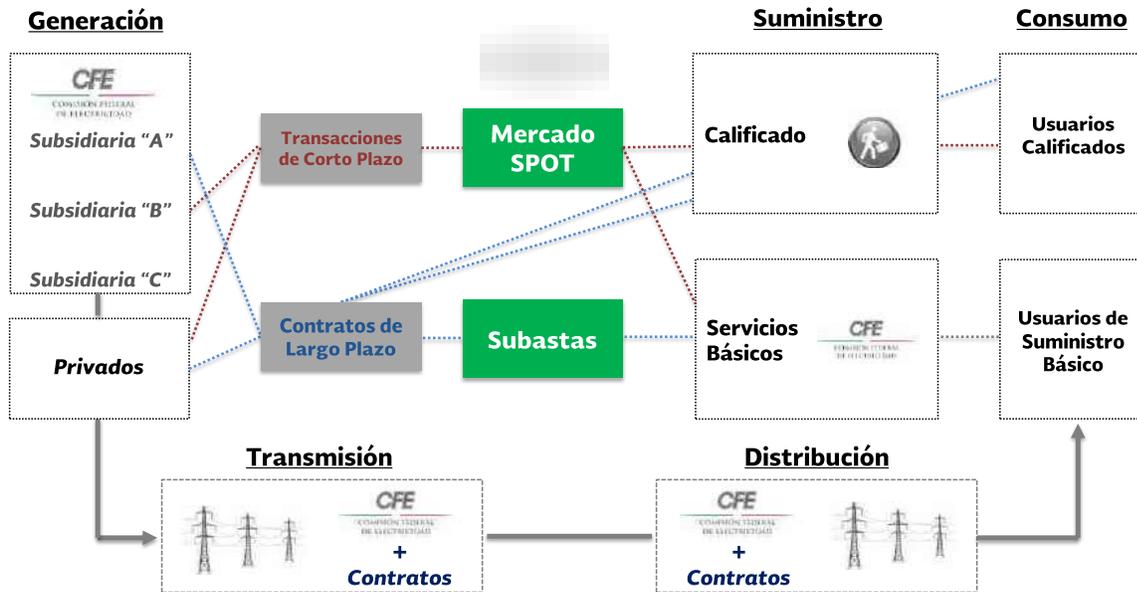
La transición del sector eléctrico se resume en la configuración del mercado eléctrico mayorista integrado por los generadores, suministradores, comercializadores y usuarios calificados que participarán en igualdad de condiciones, los cuales podrán establecer contratos independientes entre sí, y recibirán instrucciones del operador independiente para garantizar la confiabilidad del sistema y satisfacer la demanda de forma continua. Además se otorgará acceso abierto al servicio de transmisión y distribución en términos no indebidamente discriminatorios (ver Figura 1.2.1).

A efectos de cubrir los requerimientos de corto plazo del sector eléctrico, se instrumentará un mercado spot, mediante el cual se realizarán transacciones en las que la CFE y sus subsidiarias en materia de generación, así como los generadores privados, ofrecerán su energía para que sea puesta a disposición de cualquier participante del mercado autorizado para realizar su adquisición.

También se podrán establecer contratos de largo plazo con el objeto de asegurar la provisión y precio de la energía eléctrica entre los generadores y los proveedores del suministro calificado, así como de los propios usuarios calificados. Para el caso del suministro básico, la CFE podrá realizar este tipo de contratos pero utilizando un esquema de subastas, con el fin de asegurar las mejores condiciones técnico-financieras de dicha adquisición.

Al ser área estratégica, el Estado, por medio de la CFE, será responsable de la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, de manera que los participantes del mercado deberán formalizar la contratación para el uso de la infraestructura correspondiente en conjunto con la CFE.

FIGURA 1.2.1. NUEVO MODELO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA



Fuente: Elaborado por SENER.

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1. Capacidad Instalada

La capacidad instalada del SEN (servicio público y privados) en el 2014 fue de 65,452 MW⁴, lo que representa un incremento del 2.1% respecto a la capacidad registrada al cierre de 2013 - 64,131 MW - (ver Gráfico 2.1.1).

El parque de generación se integra de la siguiente manera: 74.1% de tecnologías que consumen combustibles fósiles (48,530 MW) y 25.9% de tecnologías limpias⁵, las cuales contribuyen con 16,921 MW. Se tiene registro de la utilización de 12 diferentes tecnologías para la generación, ubicadas estratégicamente en todo el país con el objetivo de satisfacer la demanda de electricidad en las regiones que integran el SEN (ver Gráfico 2.1.2 y Tabla 2.1.1).

Capacidad Instalada por modalidad

El 83% de la capacidad de generación corresponde a centrales eléctricas destinadas al Servicio Público de energía eléctrica (54,367 MW) y el 17% restante es la capacidad que los privados aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación y usos propios continuos (11,085 MW). A su vez, el 76% (41,516 MW) de la capacidad de generación para el Servicio Público corresponde a centrales propiedad de CFE, mientras que el 24% restante (12,851 MW) a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE's) (ver Tabla 2.1.2).

Capacidad Instalada por Entidad Federativa

La capacidad del SEN se encuentra instalada en todos los estados del país, aunque existen regiones con mayor concentración de la infraestructura debido a la disponibilidad de combustibles y recursos naturales o a la cercanía de los centros de carga (ver Mapa 2.1.1). Tal es el caso de los estados de Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Guerrero y Baja California, los cuales en conjunto poseen más del 40% de la capacidad

instalada en el país, en contraste con Aguascalientes, Morelos, Zacatecas, Tlaxcala y Quintana Roo, mismos que acumulan menos del 1% de dicha capacidad (ver Anexos, Tabla 2.1.3).

2.2. Generación de Energía Eléctrica

En 2014, se generaron 301,462 GWh de energía eléctrica, 1.5% mayor a la registrada en 2013 - 297,095 GWh- (ver Gráfico 2.2.1), el 79.6% provino de combustibles fósiles, mientras que el 20.4% restante se produjo mediante el aprovechamiento de recursos naturales y otras fuentes no contaminantes (ver Gráfico 2.2.2 y Tabla 2.2.1).

Generación de energía eléctrica por modalidad

En 2014, las centrales eléctricas destinadas al servicio público (CFE y PIE's) generaron el 85.7% de la energía eléctrica (258,256 GWh) y el 14.3% restante fue generada por centrales eléctricas privadas en sus diferentes esquemas de generación (43,206 GWh). A su vez, el 66.8% (172,541 GWh) de la generación para Servicio Público corresponde a centrales propiedad de CFE, mientras que el 33.2% restante (85,714 GWh) a centrales de PIE's⁶ (ver Tabla 2.2.2).

Generación de energía eléctrica por Entidad Federativa

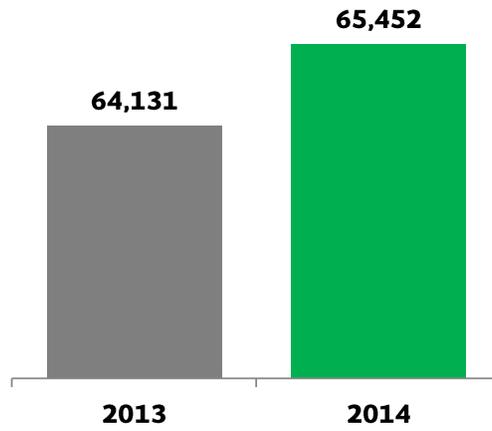
Al cierre de 2014, los estados con mayor producción de energía eléctrica fueron Tamaulipas, Veracruz, Guerrero, Coahuila y Baja California, los cuales en conjunto aportaron el 43% de la generación eléctrica en el país. En contraste, Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las entidades con menor generación de energía eléctrica, con una aportación del 0.2% del total del SEN (ver Mapa 2.2.1 y Anexos Tabla 2.2.3).

⁴ 60,114 MW de capacidad con contrato de interconexión con el CENACE.

⁵ De acuerdo con la definición de energías limpias contenida en la fracción XXII del Artículo 3 en la Ley de la Industria Eléctrica (DOF 11/08/14).

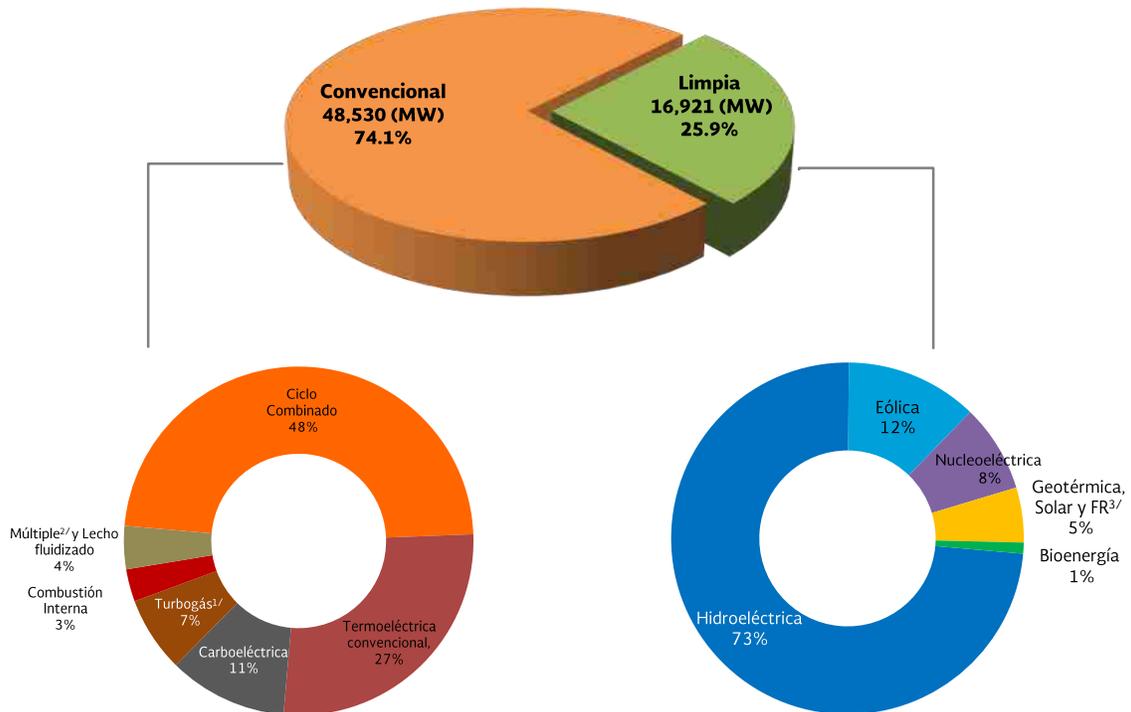
⁶ La generación de energía eléctrica de los PIE's es para su venta a la CFE para el servicio público, por lo que excluye usos propios.

**GRÁFICO 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA
2013 Y 2014**
(MW)



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

GRÁFICO 2.1.2. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2014
(Megawatt, Porcentaje)



^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Combinación de Tecnologías ^{3/} Frenos Regenerativos.

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

TABLA 2.1.1. COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN

Tecnología	Capacidad 2013 (MW)	Capacidad 2014 (MW)	TCA ^{1/} (%)
Convencional	48,411	48,530	0.2
Ciclo combinado	22,830	23,309	2.1
Termoeléctrica convencional	13,519	12,959	-4.1
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0
Turbogás ^{2/}	3,418	3,419	0.0
Combustión Interna	1,146	1,312	14.5
Lecho fluidizado	580	580	0.0
Múltiple ^{3/}	1,540	1,573	2.1
Limpia	15,720	16,921	7.6
<i>Renovable</i>	14,160	15,334	8.3
Hidroeléctrica	11,679	12,429	6.4
Eólica	1,611	2,036	26.4
Geotérmica	823	813	-1.2
Solar	46	56	20.7
<i>Otras</i>	1,560	1,587	1.7
Nucleoeléctrica	1,400	1,400	0.0
Bioenergía ^{4/}	154	180	17.5
Frenos regenerativos	7	7	0.0
Total	64,131	65,452	2.1

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye plantas móviles. ^{3/} Combinación de Tecnologías (Termoeléctrica convencional, ciclo combinado, turbogás, combustión interna e hidroeléctrica). ^{4/} Clasificación de acuerdo con CENACE. Considera autoabastecimiento local y remoto (cifras preliminares al cierre de 2014). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

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

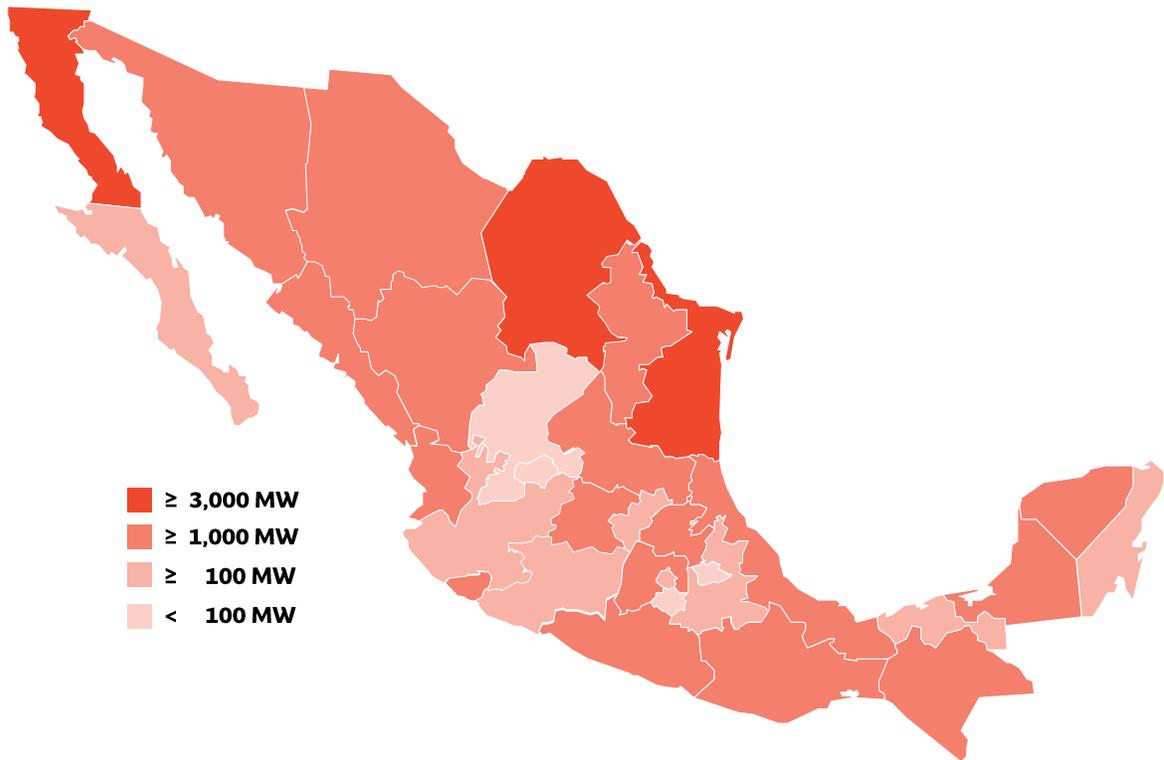
TABLA 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD 2014

Modalidad	Capacidad Convencional (MW)	Capacidad Limpia (MW)	Capacidad Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Participación ^{2/} (%)
Servicio Público	39,282	15,085	54,367	54,690	83.1
CFE	26,942	14,574	41,516	41,516	63.4
PIE	12,340	511	12,851	13,174	19.6
Particulares	9,249	1,836	11,085	5,424	16.9
Autoabastecimiento	4,168	1,636	5,804	3,898	8.9
Pequeña Producción	30	48	78	90	0.1
Cogeneración	3,454	82	3,536	1,436	5.4
Exportación	1,250	0	1,250	0	1.9
Usos Propios Continuos	346	70	417	0	0.6
Total	48,530	16,921	65,452	60,114	100

^{1/} Capacidad con contrato de interconexión con el CENACE ^{2/} Respecto a la capacidad total (convencional más limpia). Considera autoabastecimiento local y remoto (cifras preliminares al cierre de 2014). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

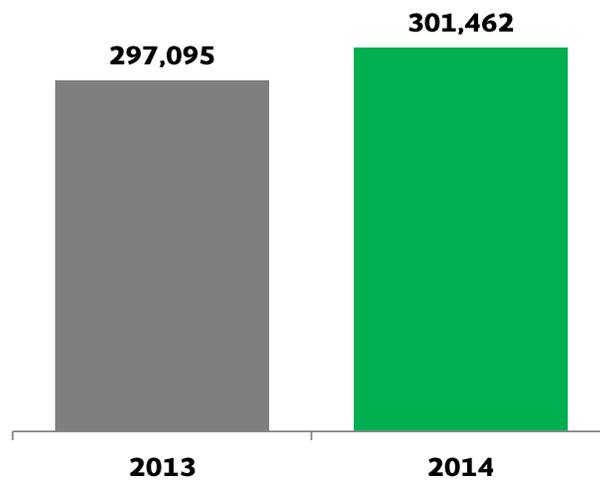
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.1.1. CAPACIDAD EFECTIVA POR ENTIDAD FEDERATIVA



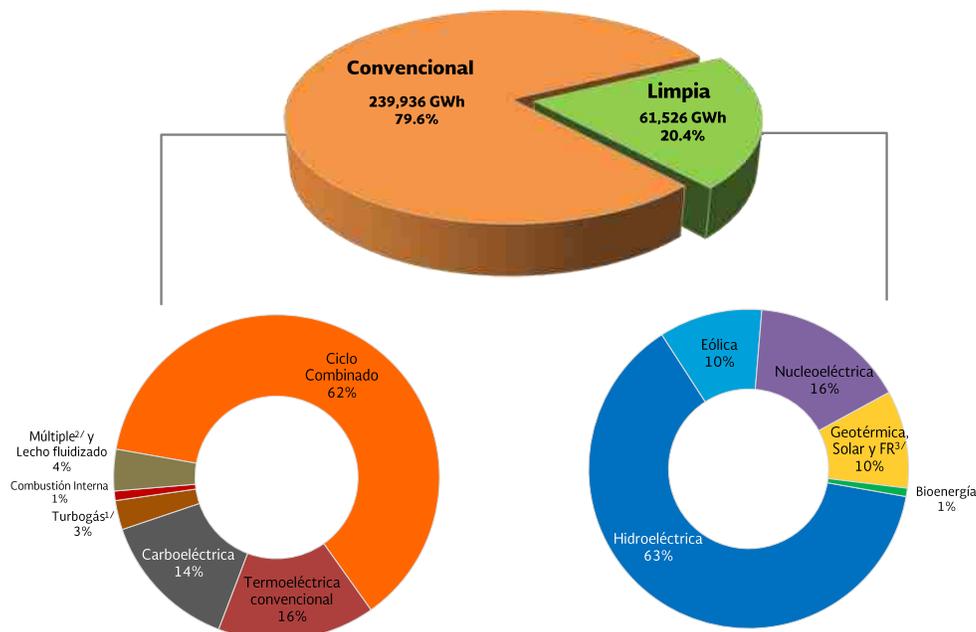
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

GRÁFICO 2.2.1. GENERACIÓN BRUTA 2013 Y 2014
(GWh)



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

GRÁFICO 2.2.2. PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2014
(Gigawatt-hora, Porcentaje)



^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Combinación de Tecnologías ^{3/} Frenos Regenerativos.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.2.1. GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Tecnología	Generación 2013 (GWh)	Generación 2014 (GWh)	TCA ^{1/}
Convencional	246,569	239,936	-2.7
Ciclo combinado	144,182	149,688	3.8
Termoeléctrica convencional	51,861	37,501	-27.7
Carboeléctrica	31,628	33,613	6.3
Turbogás ^{2/}	7,345	6,985	-4.9
Combustión Interna	2,231	2,269	1.7
Lecho fluidizado	4,263	4,347	2.0
Múltiple ^{3/}	5,059	5,534	9.4
Limpia	50,527	61,526	21.8
Renovable	38,232	51,333	34.3
Hidroeléctrica	27,958	38,822	38.9
Eólica	4,185	6,426	53.6
Geotérmica	6,070	6,000	-1.2
Solar	19	85	334.7
Otras	12,295	10,193	-17.1
Nucleoeléctrica	11,800	9,677	-18.0
Bioenergía	495	516	4.2
Total	297,095	301,462	1.5

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye plantas móviles. ^{3/} Combinación de Tecnologías (Termoeléctrica convencional, ciclo combinado, turbogás, combustión interna e hidroeléctrica) Considera autoabastecimiento local y remoto (cifras preliminares al cierre de 2014). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

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

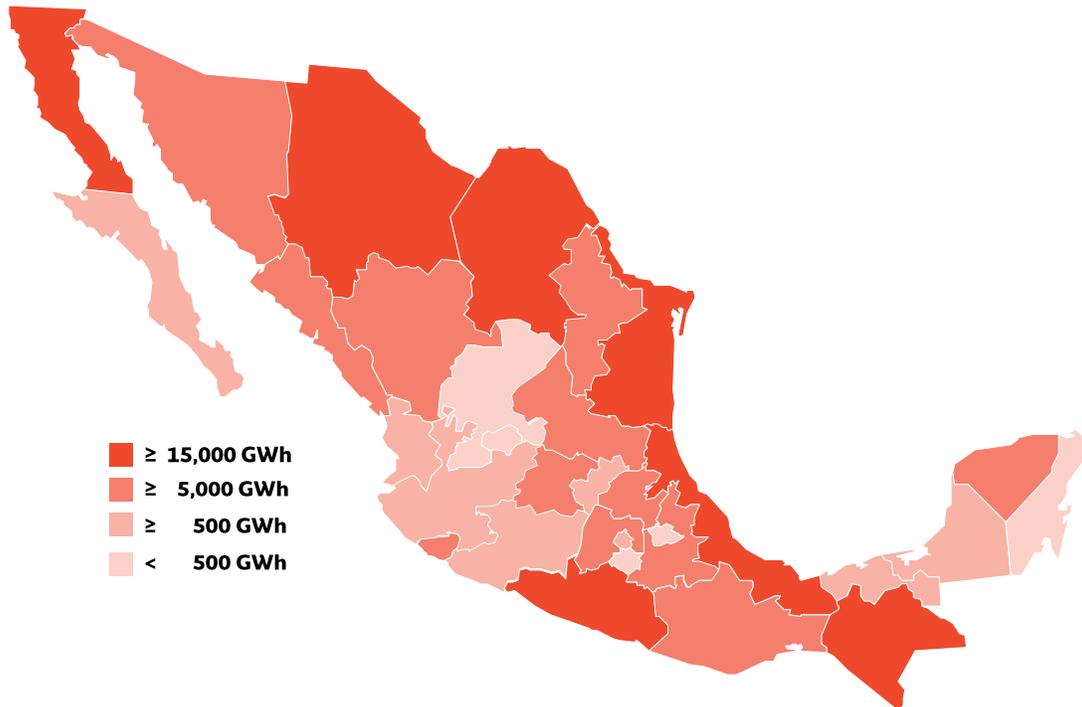
TABLA 2.2.2. GENERACIÓN BRUTA POR MODALIDAD 2014

Modalidad	Generación Convencional (GWh)	Generación Limpia (GWh)	Generación Total (GWh)	Participación ^{1/} (%)
Servicio Público	202,344	55,911	258,256	85.7
CFE	118,494	54,047	172,541	57.2
PIE	83,850	1,864	85,714	28.4
Particulares	37,592	5,615	43,206	14.3
Autoabastecimiento	14,638	5,069	19,707	6.5
Pequeña Producción	115	73	188	0.1
Cogeneración	14,918	350	15,268	5.1
Exportación	7,050	0	7,050	2.3
Usos Propios Continuos	871	123	993	0.3
Total	239,936	61,526	301,462	100.0

^{1/} Respecto a la generación total (convencional más limpia). Considera autoabastecimiento local y remoto (cifras preliminares al cierre de 2014). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

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

MAPA 2.2.1. GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA



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

2.3. Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica en México

El grupo de tecnologías “convencionales” se integra por las unidades y centrales que requieren del uso de combustibles fósiles como energético primario y no cuentan con un equipo de captura y confinamiento de CO₂.

El grupo de tecnologías “limpias” está integrado por unidades cuya fuente de energía y procesos de generación producen un menor volumen de emisiones y residuos contaminantes en comparación con las tecnologías convencionales.⁷

Tecnologías Convencionales

Este grupo incluye las tecnologías: termoeléctrica convencional, lecho fluidizado, combustión interna, turbogás, ciclo combinado y carboeléctrica, 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 Ley de la Industria Eléctrica.

a. Termoeléctrica convencional

El principio de generación de electricidad en una central térmica convencional es la transformación del agua en vapor utilizando derivados del petróleo (combustóleo) como combustibles. El vapor se expande en una turbina que, al darse la condición de presión y temperatura idónea, provoca un movimiento mecánico para impulsar el 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.

En 2014 se tuvo registro de 101 centrales eléctricas con una capacidad equivalente a 12,959 MW (19.8% de la capacidad total instalada), mismas que generaron el 12.4% (37,501 GWh) del total de la electricidad producida en el país (ver Anexos, Mapa 2.3.1 y Tabla 2.3.1). No obstante, se ha optado por sustituir este tipo de centrales eléctricas por otras de mayor eficiencia, sujetas a menores costos de combustibles y con una operación ambientalmente sustentable. Por lo anterior, se espera una reducción gradual de su capacidad en el mediano plazo debido al retiro de las unidades, o bien a posibles reconversiones a Ciclos Combinados.

⁷ Tracking Clean Energy Progress 2015, OECD/IEA, Francia 2015.
(http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Tracking_Clean_Energy_Progress_2015.pdf)

b. Combustión Interna

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 que, 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.

La combustión interna se caracteriza por tener altos costos de generación, es así que sólo se utiliza en demanda pico, o bien, en lugares donde no se cuenta con otro tipo de combustible para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur. En 2014 se tuvo registro de 274 centrales de combustión interna que representaron el 2% (1,312 MW) de la capacidad total y contribuyeron con el 0.7% (2,269 GWh) de la generación de electricidad (ver Anexos, Mapa 2.3.2 y Tabla 2.3.2).

c. Turbogás

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 en condiciones atmosféricas; 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. Generalmente, los gases de escape son liberados a la atmósfera.

Esta tecnología representa una fuente estable de suministro de energía eléctrica debido a razones económicas, operacionales y ambientales: el periodo promedio de construcción de plantas con turbinas de gas es de dos años comparado con una nucleoelectrica (8 años en promedio), lo que implica un menor riesgo financiero para el inversionista; si su combustible es gas, su operación genera emisiones inferiores respecto a otras tecnologías convencionales (estas plantas también pueden llevar a cabo su combustión con diésel). Esta tecnología se utiliza en demanda pico por tener un arranque relativamente rápido.

En el país se cuentan con 93 centrales de turbogás en operación con una capacidad de 3,419 MW (7.0% de

la capacidad total) y una generación anual de 6,988 GWh, lo que corresponde al 2.9% de la generación registrada en 2014⁸ (ver Anexos, Mapa 2.3.3 y Tabla 2.3.3).

d. Ciclo Combinado

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, generalmente de menor capacidad que la turbina de gas. Los ciclos combinados se caracterizan por utilizar gas natural como energético primario y tener altos niveles de eficiencia en comparación con otras tecnologías convencionales.

Los ciclos combinados son la tecnología preponderante en la matriz energética nacional al representar casi el 35.6% (23,309 MW) de la capacidad nacional y el 49.6% (149,688 GWh) de la generación de electricidad del país, la cual se produjo en 55 centrales (ver Anexos, Mapa 2.3.4 y Tabla 2.3.4).

Los estados de Tamaulipas, Baja California, Veracruz, Nuevo León y Chihuahua poseen en conjunto más de 55% (13,522 MW) de la capacidad instalada de este tipo de centrales, mismas que representan 29.2% de la generación de energía eléctrica nacional.

e. Carboeléctrica

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, se requiere de un tratamiento especial del combustible, el cual consiste en la pulverización y secado del carbón, y 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. Con el desarrollo de sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ se logra mitigar el impacto en el ambiente.

⁸ Incluye plantas móviles

En México se cuenta con 3 centrales de este tipo cuya capacidad conjunta suma 5,378 MW, lo que representa el 8.2% en la composición de la matriz energética. En 2014 estas centrales contribuyeron con el 11.1% (33,613 GWh) de la generación de electricidad (ver Anexos, Mapa 2.3.5 y Tabla 2.3.5.a).

f. Lecho Fluidizado

A diferencia de una central termoeléctrica convencional, una central de lecho fluidizado utiliza coque de petróleo como combustible primario, lo que representa menores costos de generación y mejoras en la eficiencia del proceso de combustión.

En 2014 la capacidad instalada de las 2 centrales de lecho fluidizado fue de 580 MW, a partir de la cual generaron 4,347 GWh de electricidad, es decir, 1.4% de la generación total (ver Anexos, Mapa 2.3.5 y Tabla 2.3.5.b).

g. Múltiple

En esta categoría se engloban aquellas centrales que cuentan con más de una tecnología de generación; es decir, se agrupan los generadores con turbinas de gas y combustión interna, gas y vapor en pequeña escala, hidroeléctrica y vapor, hidroeléctrica y combustión interna, así como vapor y combustión interna.

La capacidad de 44 centrales representó el 2.4% (1,573 MW) de la capacidad total del SEN y aportaron el 1.8% (5,534 GWh) de la generación bruta total durante 2014 (ver Anexos, Mapa 2.3.6 y Tabla 2.3.6).

Tecnologías Limpias

México cuenta con un portafolio amplio de energías limpias al considerar los siguientes recursos para su aprovechamiento en la generación de electricidad: el 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, así como la energía nuclear y la energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁹ y de emisiones establecidos por la

⁹ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la Cogeneración Eficiente (DOF, 22/02/2011).

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)¹⁰.

Una de las características de este segmento, particularmente para las energías renovables, es la intermitencia, es decir, la disponibilidad del recurso primario es variable y parcialmente impredecible.

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

Por ello, en nuestro país se ha optado por una definición más amplia y abierta a los nuevos desarrollos tecnológicos.

a. Eólica

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, cuyo movimiento se convierte en energía eléctrica al impulsar un generador. Al conjunto de aerogeneradores se le conoce como Parque Eólico.

La tecnología eólica tiene un despliegue importante a nivel mundial debido a su rápido desarrollo tecnológico y disminución de costos. En el país se cuenta con una capacidad instalada de 2,036 MW (3.1% de la capacidad total) en 26 centrales eléctricas (ver Anexos, Mapa 2.3.7 y Tabla 2.3.7). Los parques eólicos del país reportaron una generación de 6,426 GWh (2.1% del total nacional), la mayor concentración de este tipo de centrales se presenta en los estados de Oaxaca y Baja California.

b. Solar

La energía 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. Los paneles fotovoltaicos, tecnología de mayor difusión, y sus

componentes adicionales (inversores, baterías, componentes eléctricos y sistemas de montaje) conforman un sistema fotovoltaico.

Esta tecnología ha presentado costos de inversión relativamente altos en comparación con otras tecnologías renovables, esto es evidente en la matriz energética nacional, ya que con 9 centrales en operación participa con 0.1% (56 MW) de la capacidad total y el 0.03% (85 GWh) de la generación (ver Anexos, Mapa 2.3.8 y Tabla 2.3.8). Derivado de una disminución de sus costos y motivada por la apertura del mercado eléctrico, una mayor competencia y por la comercialización de instrumentos que fomenten la inversión, se estima que la participación se vea incrementada.

c. Geotérmica

Las centrales geotérmicas operan con los mismos principios 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. Una vez seco se conduce a una turbina para transformar la energía cinética en mecánica, cuyo movimiento se transmite al generador para producir electricidad.

La geotermia es una energía renovable madura 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. Gracias a la alta disponibilidad del recurso, México es el cuarto país con mayor capacidad instalada en centrales geotérmicas a nivel mundial con 7 centrales eléctricas, aunque ésta sólo representa el 1.2% (813 MW) de la capacidad total del país, misma que contribuyó con el 2.0% (6,000 GWh) de la generación total (ver Anexos, Mapa 2.3.9 y Tabla 2.3.9).

El recurso geotérmico actualmente es aprovechado en los estados de Baja California, Baja California Sur, Michoacán y Puebla.

d. Hidroeléctrica

En una central hidroeléctrica la energía potencial del agua se convierte en electricidad al pasar por turbinas, provocando giros a alta velocidad para producir así la energía cinética necesaria que será transferida al generador para convertirla en energía eléctrica. Además de producir electricidad a costos bajos, una central hidroeléctrica ayuda a estabilizar las fluctuaciones entre la demanda y la oferta de energía eléctrica. Este papel será cada vez más importante en

¹⁰ Metodología para valorar externalidades asociadas con la generación de electricidad en México. (DOF, 14/12/2012).

las próximas décadas, ya que las adiciones de capacidad de las fuentes de energía intermitente aumentarán considerablemente.

El desarrollo de la energía hidroeléctrica a menudo contribuye con otros beneficios como: el abastecimiento de agua, control de inundaciones, sequía, y riego, así como el fomento de actividades relacionadas con el turismo y la navegación.

Durante 2014, las aportaciones hidroeléctricas representaron el 13% (38,822 GWh) de la generación de electricidad del SEN, a partir de una capacidad instalada de 12,429 MW (19.0% de la capacidad total) con 96 centrales en operación (ver Anexos, Mapa 2.3.10 y Tabla 2.3.10).

Destacan los desarrollos hidroeléctricos de las cuencas: Grijalva, Santiago, Balsas y Papaloapan, cuyos complejos representan casi el 80% de la capacidad hidroeléctrica nacional.

e. Nucleoeléctricas

Una central nuclear sigue el mismo proceso de generación de energía eléctrica de una central convencional, con la diferencia de que no requieren de un proceso de combustión para iniciar el proceso. El vapor que se requiere para poner en marcha la turbina y ésta a su 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, sodio líquido, entre otros. Este fluido absorbe el calor dentro del reactor y permite generar vapor de agua mediante un sistema secundario.

La fisión nuclear es una tecnología madura que ha estado en uso durante más de 50 años. Los últimos diseños ofrecen mayor seguridad y rendimiento, y están listos para un despliegue más amplio en los próximos años.

México cuenta con una sola central nucleoelectrica ubicada en el estado de Veracruz, con una capacidad de 1,400 MW¹¹ (2.1% respecto del total). En 2014

¹¹ Cabe señalar que esta central eléctrica se benefició del programa de rehabilitación y modernización de la CFE, por lo cual su capacidad se elevó a 1,620 MW a partir

su generación representó el 3.2% (9,677 GWh) del total nacional (ver Anexos, Mapa 2.3.11 y Tabla 2.3.11).

f. Bioenergía

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 termoeléctrico convencional. A la biomasa y al biogás se les conoce también como biocombustibles.

La biomasa es un compuesto orgánico cuya materia deriva de plantas, madera y desechos agrícolas, cultivos herbáceos y cultivos energéticos leñosos, residuos orgánicos municipales, entre otros.

Con menos del 0.3% (180 MW) de la capacidad total instalada del país (en 14 centrales) se genera 516 GWh a partir de biocombustibles (ver Anexos, Mapa 2.3.12 y Tabla 2.3.12). Los estados de Veracruz, Nuevo León y Jalisco concentran casi el 60% 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 en dichos estados.

2.4. Transmisión y Distribución

Las líneas de transmisión de electricidad son el conjunto de redes eléctricas que se utilizan para transportar la energía eléctrica de las centrales generadoras a las redes generales de distribución. Las redes de transmisión recorren grandes distancias y transportan la energía eléctrica en niveles de tensión desde 69 kV hasta 400 kV.

Por su parte, las líneas de distribución son el conjunto de redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica en las zonas rurales y urbanas, así como a los usuarios finales que la utilizan en actividades productivas, servicios públicos, privados y uso doméstico.

Líneas de Transmisión y Distribución

El sistema de transmisión está integrado en 53 regiones, de las cuales 49 están interconectadas y 4

de 2015 y está en pruebas de desempeño por parte de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (ver Sección 3.1.6).

conforman un grupo ubicado en la zona de Baja California Sur. La capacidad de los enlaces entre las regiones de transmisión oscila en un intervalo de 90 a 4,000 MW (ver Anexos, Tabla 2.4.1 y Mapa 2.4.1).

En 2014, la longitud de las líneas de transmisión de tensión de 230 a 400 Kv fueron de 52,815 kilómetros (km), lo que significó un crecimiento anual de 1.1% con respecto de 2013.

Las líneas de transmisión con nivel de tensión de 230 kV crecieron a una tasa anual de 2.0%; mientras que el aumento de las líneas de transmisión con nivel de tensión de 400 kV fue de 0.02% (ver Tabla 2.4.2). Por su parte, para 2014, el total de la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 69 kV a 161 kV fueron de 58,660 km y las de la CFE alcanzaron 56,851 km, lo que representó un aumento de 1.6% respecto al año anterior (ver Tabla 2.4.3).

A diciembre de 2014, la longitud total de las líneas de distribución fue de 768,216 km y de la CFE se ubicaron en 683,226 km, con un aumento del 1.1% respecto al año anterior, similar al incremento de las líneas de transmisión. Las líneas de distribución con niveles de tensión de 23 kV y 13.8 kV crecieron a una tasa anual de 1.7% y 1.3%, respectivamente.

Subestaciones

Las subestaciones 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.

Existen dos tipos de subestaciones eléctricas:

- Elevadoras: situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, y cuya función es elevar el nivel de tensión de producción, para entregar la energía eléctrica a la red de transmisión, en tensiones que van de 69 kV hasta 400 kV.
- Reductoras: 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 población, y posteriormente, volverlas a reducir para utilizarse en los centros de carga de los usuarios finales.

En 2014, la capacidad de las subestaciones instaladas fue de 188,469 MVA para transmisión y 54,625 MVA para distribución y su crecimiento fue de 1.0% y 1.5%, respectivamente; dicho incremento se debe principalmente a la expansión que la Comisión Federal de Electricidad realizó en el último año, instalando 1,845 MVA en transmisión y 830 MVA en distribución (ver Tabla 2.4.4).

Distribución

La infraestructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional ofrece servicio a 38 millones de usuarios en todo el país. Para ello existen 16 Divisiones de Distribución formalmente constituidas, incluyendo las 3 del Valle de México. En el Valle de México, las zonas Tula, Tulancingo y Pachuca, se anexaron a la División Centro Oriente y la zona Cuernavaca a la División Centro Sur (ver Anexos, Mapa 2.4.2).

Para el servicio de distribución están instalados 1.4 millones de transformadores con una capacidad acumulada de 50,177 MVA para 2014 (ver Tabla 2.4.5).

TABLA 2.4.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CFE

Concepto	Longitud 2013 (km)	Longitud 2014 (km)	TCA ^{1/} (%)
CFE			
Transmisión (161 a 400 kV)	50,634	51,184	1.1
Nivel de Tensión 400 kV	23,636	23,641	0.02
Nivel de Tensión 230 kV	26,998	27,543	2
Otras			
Transmisión (230 a 400 kV)^{2/}	1,632	1,632	0
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0
Nivel de Tensión 230 kV	1,242	1,242	0
Total Transmisión (400 y 230 kV)	52,266	52,815	1.1

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

TABLA 2.4.3. LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CFE

Concepto	Longitud 2013 (km)	Longitud 2014 (km)	TCA ^{1/} (%)
CFE^{2/}			
Transmisión	55,957	56,851	1.6
Nivel de Tensión 161 kV	550	550	0
Nivel de Tensión 138 kV	1,503	1,532	1.9
Nivel de Tensión 115 kV	45,231	46,115	2.0
Nivel de Tensión 85 kV	142	156	9.9
Nivel de Tensión 69 kV	2,948	2,778	-5.8
Tensiones menores a 161 kV de la S.T. ^{3/}	5,584	5,720	2.4
Distribución	675,366	683,226	1.2
Nivel de Tensión 34.5 kV	76,185	77,027	1.1
Nivel de Tensión 23 kV	32,624	33,170	1.7
Nivel de Tensión 13.8 kV	304,152	308,123	1.3
Nivel de Tensión 6.6 kV	209	129	-38.3
Nivel de Tensión menor a 1 kV	262,195	264,777	1.0
Otras líneas de Transmisión y Distribución	86,857	86,799	-0.1
Total Transmisión y Distribución	818,180	826,876	1.1

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} La Subdirección de Distribución, reporta líneas que atiende de 138, 115, 85 y menores de 69 kV. ^{3/} 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.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

TABLA 2.4.4. SUBESTACIONES INSTALADAS DE CFE

Concepto	Capacidad 2013 (MVA)	Capacidad 2014 (MVA)	TCA ^{1/} (%)
CFE	210,836	213,679	1.3
Transmisión	161,727	163,572	1.1
Distribución	49,108	50,107	2.0
Otras	29,584	29,415	-0.6
Transmisión	24,897	24,897	0.0
Distribución	4,687	4,518	-3.6
Total Transmisión	186,624	188,469	1.0
Total Distribución	53,795	54,625	1.5

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

TABLA 2.4.5. USUARIOS ATENDIDOS, TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA POR CFE

Concepto	Unidad	2013	2014	TCA ^{1/} (%)
Usuarios atendidos	Millones	30.1	30.9	2.7
Transformadores de distribución	-	0	0	0
Cantidad	Pieza	1,206,423	1,255,969	4.1
Capacidad	MVA	40,206	41,541	3.3

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

REFERENCIAS PARA LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La planeación del SEN tiene como principales objetivos establecer de manera indicativa, los requerimientos de capacidad de generación suficientes para satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país y cumplir con las metas de energías limpias, así como determinar el desarrollo de proyectos de la red eléctrica asociada a los incrementos de capacidad para el periodo 2015-2029.

El ejercicio de planeación considera los aspectos generales que se plantean a continuación, resultado del análisis y consulta de reportes oficiales con CENACE, la CRE y la CFE, así como del proceso de acercamiento y colaboración de los integrantes de la industria eléctrica:

- El horizonte de planeación es de 15 años.
- Estado actual del SEN: infraestructura del parque de generación y de la red eléctrica en transmisión y distribución.
- Proyección del Producto Interno Bruto (PIB).
- Pronósticos de los costos de combustibles (crudo y gas natural).
- Pronósticos de consumo bruto y demanda máxima bruta de energía eléctrica.
- La conformación actual del SEN en 10 regiones de control, 53 regiones de transmisión.
- Proyectos de generación con alta factibilidad de ejecución considerados en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE)¹².
- Proyectos de generación óptimos que permitan cumplir con la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de energías limpias en el horizonte de planeación.

¹² Se tomaron en consideración los siguientes proyectos: a) con permisos ante la CRE, b) con solicitudes de factibilidad e interconexión en CENACE, c) registrados en el POISE, d) de la CFE y e) de PEMEX.

- Obras programadas para la interconexión de proyectos de generación, así como las obras para la ampliación y modernización de líneas, subestaciones y equipo de compensación.
- Potencial de energías renovables.
- Infraestructura de la red nacional de gasoductos.
- Programa de reconversión y rehabilitación y modernización de centrales eléctricas existentes.

Los resultados del ejercicio de planeación del SEN se resumen en lo siguiente:

- Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2015-2029 (PIIRCE): contiene la referencia sobre las capacidades por tipo de tecnología y ubicación geográfica de la nueva generación eléctrica necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica del país. Considerando el marco jurídico de la Ley de la Industria Eléctrica, ahora la generación es una actividad en régimen de competencia, por lo que el PIIRCE no es vinculatorio, sin embargo es un insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD y es referencia y fuente de información que coadyuva a la toma de decisiones de los inversionistas.
- Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) 2015-2029: el CENACE y los distribuidores¹³ elaboraron y propusieron a la SENER, la planeación de la transmisión y distribución, respectivamente, para su posterior autorización. Corresponde a la SENER instruir a los transportistas y a los distribuidores, llevar a cabo aquellos proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional.

En el desarrollo de los programas que contiene el PRODESEN, en materia de generación, transmisión y distribución, se tomó en cuenta las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, con las que deberá operar el SEN.

¹³ Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Para ello, se llevó a cabo un proceso de detección de proyectos necesarios para incrementar la infraestructura eléctrica nacional y que, a su vez representen una ventana de oportunidad para fomentar la inversión productiva en el país. En este sentido, el PRODESEN 2015-2029 contiene la premisa de consolidar el SEN como eje estratégico de interconexión del Continente Americano, al constituirse como una plataforma de exportación de energía eléctrica hacia Norteamérica y Centroamérica.

3.1. Criterios, supuestos y consideraciones de largo plazo.

a. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

El SEN se integra por 10 regiones de control (ver Mapa 3.1.1)¹⁴. La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 9 centros de control regionales ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía. El Centro Nacional en el Distrito Federal coordina el despacho económico y la operación segura y confiable del SEN, con un Centro Nacional de respaldo en la ciudad de Puebla.

Las 7 regiones del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible el intercambio de energía para lograr en conjunto un funcionamiento más económico y confiable.

Las 3 regiones restantes de Baja California¹⁵, Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica nacional.

MAPA 3.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

b. Regiones de Transmisión

El SEN se integra en 53 regiones de transmisión¹⁶, 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 máxima¹⁷ y se realizó la asignación de conexiones de las centrales eléctricas a una de las regiones de transmisión (ver Anexos, Tabla 3.1.1 y Mapa 3.1.2).

c. Potencial de recursos renovables.

En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta el potencial de las fuentes de energía renovable: eólica, solar, hidráulica, geotérmica y biomasa, con el objetivo de identificar oportunidades de inversión para el desarrollo de proyectos renovables que aporten una mayor participación en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias y contribuyan a satisfacer la demanda futura de energía eléctrica que se ha considerado en el plan de expansión de generación (ver Anexos, Mapas 3.1.3 a 3.1.7).

d. Programa de reconversión a duales.

¹⁴ Para el ejercicio de planeación se consideraron 9 regiones de control: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, Baja California, Baja California Sur y Peninsular. La décima región se obtiene al separar de Baja California Sur el sistema de Mulegé.

¹⁵ Esta región está interconectada a la región Oeste de EUA – Western Electricity Coordinating Council (WECC) – por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV en corriente alterna.

¹⁶ En el ejercicio de planeación se consideraron 50 regiones de transmisión, de acuerdo con la situación que guardaba el SEN en 2014. (21) Güémez, (40) Ixtepec y (53) Loreto son las 3 regiones de transmisión que en 2015 se incorporan al SEN.

¹⁷ Cálculos realizados por CFE.

La CFE ha programado la reconversión de 7 unidades de generación termoeléctrica a ciclo combinado (ver Anexos, Mapa 3.1.8).

Con ello, se buscan los siguientes objetivos:

- Sustituir el uso de combustóleo para la generación de energía eléctrica por gas natural;
- Reducir el costo de los combustibles para estas centrales¹⁸;
- Disminuir el nivel de emisiones contaminantes al medio ambiente.

e. Red de gasoductos.

El programa de reconversión de la CFE va de la mano con el programa de expansión de gasoductos. CFE, PEMEX y la iniciativa privada impulsan el desarrollo de infraestructura (2015-2019) para satisfacer el abasto de gas natural para centrales de ciclo combinado (ver Anexos, Mapa 3.1.9 y Tablas 3.1.2 a 3.1.6)¹⁹.

Actualmente la planeación de los gasoductos los clasifica en:

- Gasoductos concluidos 2014-2015.
- Gasoductos nacionales en construcción.
- Gasoductos adjudicados.
- Gasoductos en proceso de licitación.
- Gasoductos en proyecto.

La inversión total estimada de todos los proyectos es de 15,588 millones de dólares.

f. Programa de rehabilitación y modernización

La CFE ha programado la rehabilitación y modernización de 6 centrales eléctricas, la cual consiste en realizar trabajos de mantenimiento o sustitución de los equipos y sistemas existentes, lo que permitirá mejorar la eficiencia de las unidades

¹⁸ CFE estima una reducción del 50%.

¹⁹ De acuerdo con el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018, la nueva red se integra de 7 gasoductos concluidos, 6 gasoductos en construcción, 5 gasoductos adjudicados, 4 gasoductos en licitación y 11 gasoductos en proyecto.

generadoras, extender su vida útil y procurar la confiabilidad del sistema (ver Anexos, Mapa 3.1.10).

g. Escenarios

Se consideraron tres posibles escenarios para la estimación de los indicadores macroeconómicos: 1) planeación, 2) alto y 3) bajo. El escenario de **planeación** se identifica como la trayectoria económica y eléctrica de referencia para el actual ejercicio de planeación del SEN en el largo plazo. El escenario **alto** considera la planeación del SEN bajo el supuesto de un mayor crecimiento en las variables macroeconómicas (PIB y precios de combustibles), cuyo efecto se reflejará en: a) una trayectoria de crecimiento con mayor pendiente en la demanda de energía eléctrica; b) un incremento en la inversión en proyectos para integrar nueva capacidad de generación y transmisión, particularmente, para proyectos de energías limpias; c) un incremento en los costos para el sistema (inversión, generación y retiro)²⁰. El escenario **bajo** considera un menor crecimiento en las variables macroeconómicas (PIB y precios de combustibles), cuyo efecto sería el contrario al descrito en el escenario alto.

h. Bases Macroeconómicas

El desempeño del sector eléctrico está estrechamente relacionado con el comportamiento de la economía nacional. Es decir, existe una relación directa entre la demanda de energía eléctrica con el crecimiento económico. Por otro lado, la oferta de energía eléctrica está condicionada al comportamiento de los precios de combustibles, al desarrollo tecnológico y a la capacidad de generación futura.

En este sentido, se considera la evolución del Producto Interno Bruto (PIB) así como la proyección de los precios de combustibles en el periodo 2015-2029, para establecer las bases macroeconómicas de la estimación del consumo y la demanda de electricidad en el mismo periodo.

Producto Interno Bruto (PIB)

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

²⁰ En el presente documento, los resultados del ejercicio corresponden al escenario medio o de planeación.

correspondientes al Ejercicio Fiscal 2015 (CGPE-2015; SHCP), se elaboró el pronóstico del PIB²¹.

Durante 2015-2029, se estima que la economía nacional registre un crecimiento medio anual de 4% (ver Anexos, Gráfico 3.1.1).

Precios de Combustibles

Con base en los pronósticos de precios del crudo West Texas Intermediate (WTI), de crudos de exportación (mezcla mexicana) y del gas natural del Sur de Texas, elaborados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), se proyecta un crecimiento anual medio de 6.8%, 7.6% y 2.9%, respectivamente, para los próximos 15 años.

Con las trayectorias de los precios del crudo y gas natural y el escenario de precios de combustibles elaborado por CFE en 2013, se ajustaron los precios de los combustibles empleados²² (combustóleo, diésel, gas natural y gas natural licuado) para representar los costos variables de operación de las centrales eléctricas para cada región de control del SEN (ver Anexos, Gráfico 3.1.2).

i. Pronósticos de Consumo y Demanda

Los pronósticos de consumo y demanda de electricidad constituyen un insumo fundamental para determinar las características de la infraestructura eléctrica requerida en cada una de las regiones del país en el periodo de planeación considerado.

De acuerdo con el CENACE, se llevó a cabo el siguiente proceso para elaborar el pronóstico anual de la demanda máxima y del consumo bruto en el escenario de planeación (ver Figura 3.1.1):

FIGURA 3.1.1. PROCESO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO BRUTO.



^{1/} PRONASE: Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía; ^{2/} PROSENER: Programa Sectorial de Energía, ENE: Estrategia Nacional de Energía.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Diagnóstico de la Demanda Máxima Integrada y del Consumo Bruto de Energía: 2014

En 2014, la demanda máxima integrada fue de 39,000 MWh/h más 2,806 MWh/h en las regiones aisladas, lo que representó un consumo anual equivalente a 280,160 GWh en todo el país (ver Anexos, Mapa 3.1.11). A nivel regional, el 57% de la demanda se concentra en las regiones Occidental, Central y Noreste, lo cual está asociado con el crecimiento demográfico de las zonas metropolitanas en las principales ciudades, al asentamiento de corredores y parques industriales en la zona del Bajío y Occidente del país y al desarrollo comercial y de

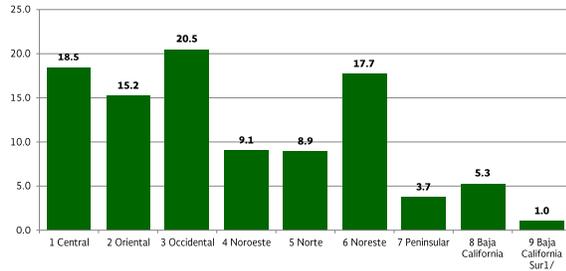
²¹ La Subsecretaría de Planeación y Transición Energética proporcionó la información correspondiente a los pronósticos de crecimiento económico y precios de combustibles.

²² Excepto carbón y uranio.

servicios que complementan la industria de la transformación de estas regiones (ver Gráficos 3.1.3 y 3.1.4).

GRÁFICO 3.1.3. DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2014

(Porcentaje)

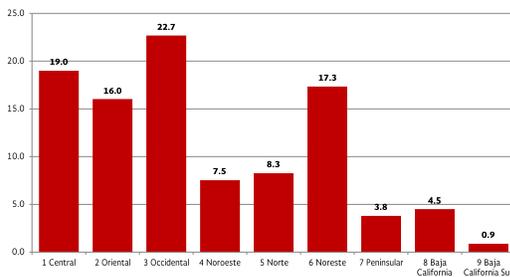


^{1/} Incluye Mulegé.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

GRÁFICO 3.1.4. DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO 2014

(Porcentaje)



^{1/} Incluye Mulegé.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

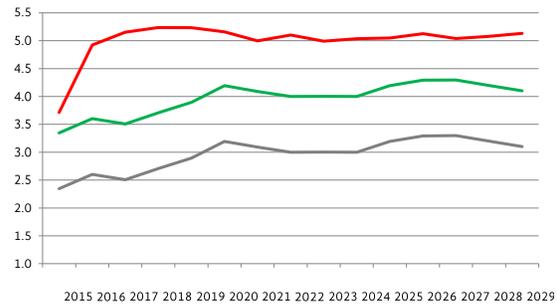
Crecimientos de demanda y consumo de energía eléctrica esperados 2015-2029.

Con base en las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica, se proyecta un crecimiento anual medio de 4.0% y 3.5%, respectivamente, para los próximos 15 años (ver Gráficos 3.1.5 y 3.1.6, Anexos, Tablas 3.1.7 a 3.1.10). Las regiones con mayor crecimiento en su demanda y consumo serán Baja California Sur y Noroeste, con tasas superiores al crecimiento promedio anual del SIN (ver Anexos, Mapa 3.1.12).

GRÁFICO 3.1.5. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA 2015 – 2029

(Porcentaje)

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TCMA ^{1/}	3.0	4.0	5.0



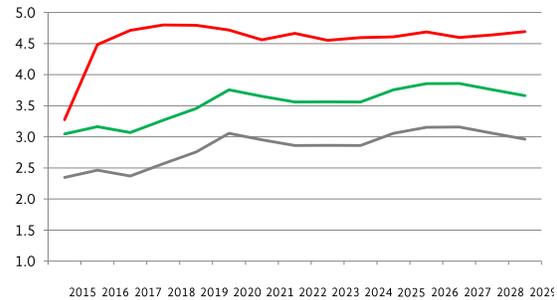
^{1/}TCMA: Tasa de crecimiento medio anual (referida a 2014).

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

GRÁFICO 3.1.6. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DEL CONSUMO BRUTO 2015-2029

(Porcentaje)

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TCMA ^{1/}	2.8	3.5	4.6



^{1/}TCMA: Tasa de crecimiento medio anual (referida a 2014).

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

j. Otros supuestos

Tasa de actualización

Se consideró una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados de inversión, operación y mantenimiento, y falla del sistema eléctrico de todas las tecnologías. Lo anterior, con base en la revisión documental de reportes sobre costos y parámetros para las tecnologías de generación de energía eléctrica²³.

Tasa de retorno

Se asumió una tasa del 13.5% para el valor de la inversión, con base en el WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital). Corresponde a la tasa promedio de capital ponderado para un proyecto de generación; es decir, es la tasa de retorno que el activo debe obtener para poder cumplir con las obligaciones de financiamiento tanto del accionista como de las deudas del proyecto.

Eficiencia para cogeneración

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 combustible.

En la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de México, actualmente derogada, se considera como cogeneración a cualquiera de los siguientes casos:

- La generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos.
- Cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica.
- Cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica.

²³ 1. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (CFE, 2014); 2. Programa de obras de generación y transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado de Norte Grande (CNE-Chile, 2014); 3. World Energy Perspective: Cost Energy Technologies (WEC, 2013); 4. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview (IRENA, 2013); 5. Electric Generation Costs (DOE&CC, 2012).

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.

A partir de la “Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y criterios para determinar la cogeneración eficiente”²⁴, se consideró una eficiencia total del proceso de 80% y una eficiencia del sistema de cogeneración de 60%.

3.2. Metodología de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

El ejercicio de planeación se llevó a cabo con la metodología de expansión de capacidad del sistema, a partir de la combinación óptima de nuevas inversiones en generación y transmisión, que minimicen el valor presente neto de los costos totales del Sistema Eléctrico Nacional.

Para resolver el problema se incorpora la siguiente formulación:

²⁴ DOF; 22/02/2011.

FIGURA 3.2.1. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

Minimización de costos del sistema

$$\sum_i CI + \sum_{(i,j)} O\&M + \sum_{(i,j)} CO + \sum_i CR$$

Sujeto a:

- Balance de Energía
- Restricciones de servicios conexos
- Balance hidráulico por cada embalse
- Restricciones de los sistemas hidráulicos
- Límites de recursos
- Límites de combustibles
- Límites de transmisión
- Margen de Reserva
- Restricciones técnicas
- Metas de energías limpias

Donde:

- CI: Costo de inversión, corresponde al costo de construcción de una central generadora candidata y línea de transmisión.
- O&M: Costo de operación y mantenimiento de una central existente.
- CO: Costo operacional de una central generadora candidata o existente.
- CR: Costo de retirar una central generadora existente.
- i: centrales eléctricas candidatas
- j: centrales eléctricas existentes

La solución al problema arroja de manera conjunta la optimización de la planeación de la generación y el desarrollo de futuras expansiones de transmisión.

Los resultados se componen de una secuencia cronológica de nuevas centrales eléctricas y de las líneas de transmisión que garantizan el acceso de la generación a menor costo para los centros de consumo, con una ubicación física definida dentro del sistema respectivo.

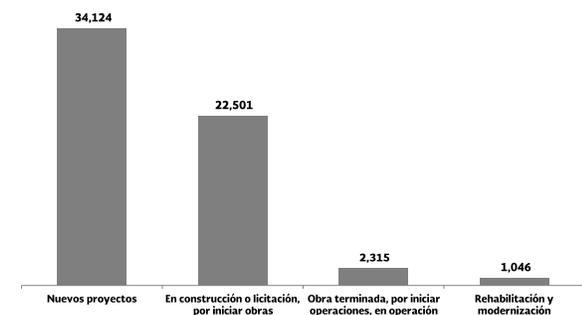
Adicionalmente, la solución de optimización detecta de forma económica el retiro de unidades del sistema, considerando los criterios técnicos y económicos que el CENACE establece para el despacho de las unidades de generación.

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

4.1. Instalación de Centrales Eléctricas

Los resultados del ejercicio de planeación (ver Tabla 4.1.1) indican que, para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2015-2029 se requerirán 59,986 MW de capacidad adicional, con una inversión de 653,339 millones de pesos para proyectos identificados. De la capacidad adicional 2,315 MW corresponden a proyectos finalizados, por iniciar operaciones o en operación; 23,673 MW se encuentran en construcción o están en licitación o por iniciar obras; 1,046 MW son resultado de los incrementos por rehabilitación y modernización de centrales eléctricas existentes, y 32,952 MW están asociados a nuevos proyectos por desarrollar (ver Gráfico 4.1.1 y Anexos Tablas 4.1.2 a 4.1.6).

GRÁFICO 4.1.1. ADICIONES DE CAPACIDAD 2015–2029
(MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

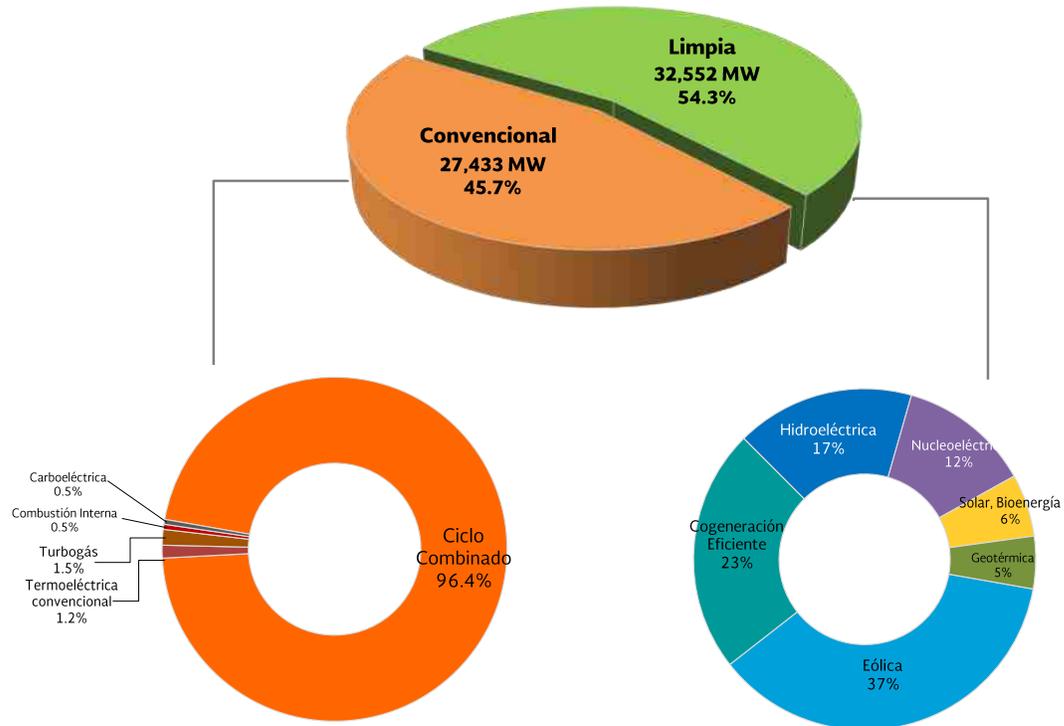
La capacidad adicional se integrará en 45.7% por tecnologías convencionales (27,433 MW) y 54.3% por tecnologías limpias, las cuales contribuyen con 32,552 MW (ver Gráfico 4.1.2).

El 28.9% de la capacidad adicional corresponderá a centrales eléctricas a cargo de la CFE y de los PIE's, el 23.5% lo aportarán nuevas centrales bajo los esquemas de autoabastecimiento y pequeña producción, un 8.2% provendrá de los proyectos de cogeneración eficiente y 32.4% corresponde a proyectos que se desarrollarán bajo el amparo de la LIE (ver Gráfico 4.1.3 y Anexos Tablas 4.1.7 a 4.1.9).

Por último, se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país para satisfacer las necesidades regionales. Destacan los estados de Veracruz, Nuevo León, Tamaulipas, Oaxaca, Sonora y Chihuahua, que en conjunto concentrarán 47% de la nueva capacidad a desarrollar en los próximos 15 años (ver Mapa 4.1.1 y Anexos, Mapas 4.1.2 a 4.1.12 y Anexos, Tablas 4.1.10 y 4.1.11).

GRÁFICO 4.1.2. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2015 – 2029

(Megawatt, Porcentaje)

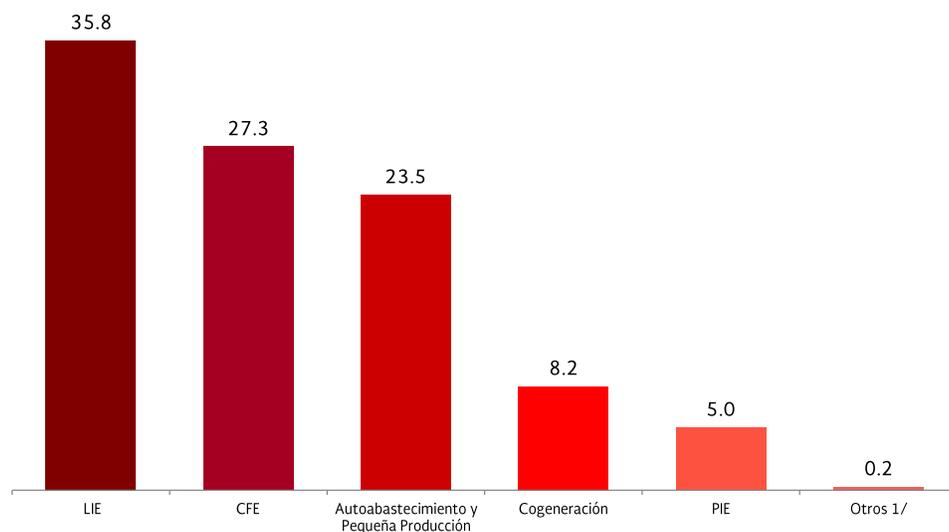


Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 4.1.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD 2015-2029

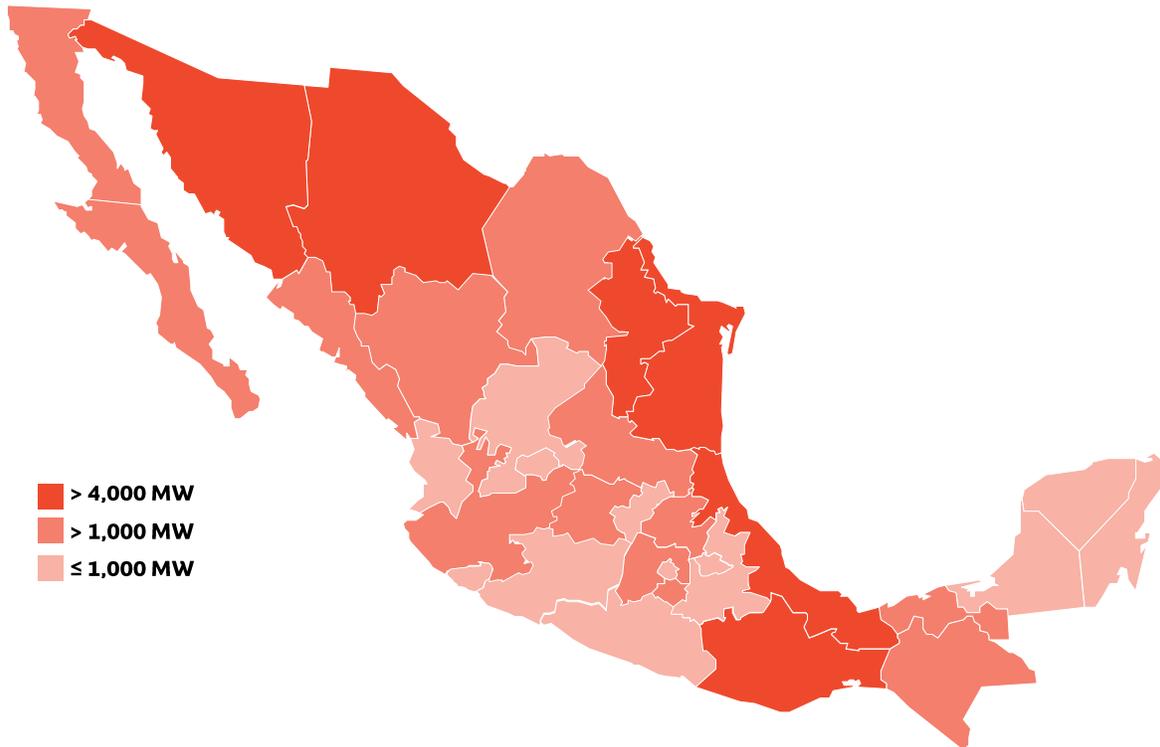
(Porcentaje)



1/ Incluye Importación, Exportación y proyectos genéricos

Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.1. CAPACIDAD ADICIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 4.1.1. PROGRAMA INDICATIVO DE INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2015-2029

No.	Proyecto ^{1/}	Modalidad ^{2/}	Estatus	Tecnología	Capacidad Bruta (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Operación
1	CCC CFE 01	CFE	Por iniciar operaciones	Ciclo Combinado	390	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
2	CG CFE 01	CFE	En operación	Geotérmica	53	Occidental	Michoacán	Carapan	2015
3	CCC CFE 02	CFE	Por iniciar operaciones	Ciclo Combinado	658	Oriental	Morelos	Central	2015
4	CCGE CFE 01	CFE	En operación	Cogeneración Eficiente	382	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2015
5	CE CFE 01	CFE	Por iniciar operaciones	Eólica	102	Oriental	Oaxaca	Temascal	2015
6	CS CFE 01	CFE	Por iniciar operaciones	Solar	14	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
7	CCC CFE 03	CFE	Por iniciar operaciones	Ciclo Combinado	246	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2015
8	CCGE AUT 01	AUT	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	22	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2015
9	CE PP 01	PP	En Construcción	Eólica	30	Peninsular	Yucatán	Mérida	2015
10	CE PP 02	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Peninsular	Yucatán	Mérida	2015
11	CTG AUT 01	AUT	Obra terminada (fase de prueba)	Turbogás	20	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2015
12	CS PP 01	PP	Por iniciar obras	Solar	18	Peninsular	Yucatán	Mérida	2015
13	CCGE AUT 02	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	176	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2015
14	CCC AUT 01	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	105	Noreste	Coahuila	Saltillo	2015
15	CTG PP 01	PP	En Construcción	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
16	CCC AUT 02	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	220	Occidental	Querétaro	Querétaro	2015
17	CCC AUT 03	AUT	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	180	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2015
18	CCC AUT 04	AUT	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	250	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
19	CCGE COG 01	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	50	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2015
20	CCGE COG 02	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	60	Central	Hidalgo	Central	2015
21	CS AUT 01	AUT	En Construcción	Solar	18	Central	Estado de México	Central	2015
22	CS AUT 02	AUT	En Construcción	Solar	1	Central	Estado de México	Central	2015
23	CCGE COG 03	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	23	Baja California	Baja California	Mexicali	2015
24	CE AUT 01	AUT	En Construcción	Eólica	50	Oriental	Oaxaca	Temascal	2015
25	CE AUT 02	AUT	Por iniciar obras	Eólica	66	Oriental	Puebla	Puebla	2015
26	CS AUT 03	AUT	Por iniciar operaciones	Solar	1	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2015
27	CCGE AUT 03	AUT	En Construcción	Cogeneración	16	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2015

				Eficiente					
28	CE AUT 03	AUT	En Construcción	Eólica	15	Oriental	Oaxaca	Temascal	2015
29	CCGE COG 04	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	28	Oriental	Puebla	Puebla	2015
30	CS PP 02	PP	Por iniciar obras	Solar	17	Norte	Durango	Durango	2015
31	CS PP 03	PP	En Construcción	Solar	30	Norte	Durango	Durango	2015
32	CS PP 04	PP	Por iniciar obras	Solar	3	Norte	Durango	Durango	2015
33	CS AUT 04	AUT	Proyecto nuevo	Solar	30	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2015
34	CCC COG 01	COG	En Construcción	Ciclo Combinado	30	Noroeste	Sonora	Nacozari	2015
35	CN CFE 01	CFE	Obra terminada (fase de prueba)	Nucleoeléctrica	110	Oriental	Veracruz	Veracruz	2015
36	CN CFE 02	CFE	Obra terminada (fase de prueba)	Nucleoeléctrica	110	Oriental	Veracruz	Veracruz	2015
37	CCC PIE 01	PIE	En Construcción	Ciclo Combinado	294	Baja California	Baja California	Ensenada	2016
38	CCI CFE 01	CFE	En Construcción	Combustión Interna	49	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2016
39	CCI CFE 02	CFE	Por iniciar operaciones	Combustión Interna	11	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2016
40	CCI CFE 03	CFE	Por iniciar operaciones	Combustión Interna	8	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2016
41	CG CFE 02	CFE	En Construcción	Geotérmica	27	Oriental	Puebla	Puebla	2016
42	CG CFE 03	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	2	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2016
43	CBIO COG 01	COG	En Construcción	Bioenergía	33	Central	Hidalgo	Central	2016
44	CE PP 03	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	Zacatecas	Aguascalientes	2016
45	CS PP 05	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
46	CS PP 06	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
47	CS PP 07	PP	En Construcción	Solar	30	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
48	CS PP 08	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
49	CS PP 09	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
50	CTG AUT 02	AUT	En operación	Turbogás	38	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2016
51	CS PP 10	PP	En Construcción	Solar	20	Noroeste	Sonora	Nacozari	2016
52	CS PP 11	PP	En Construcción	Solar	30	Norte	Coahuila	Río Escondido	2016
53	CS PP 12	PP	En Construcción	Solar	30	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2016
54	CS PP 13	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
55	CS PP 14	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
56	CE AUT 04	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
57	CE AUT 05	AUT	Por iniciar obras	Eólica	58	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2015-2029

58	CE AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
59	CE AUT 07	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
60	CCGE COG 05	COG	Por iniciar obras	Cogeneración Eficiente	20	Central	Estado de México	Central	2016
61	CCGE COG 06	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	50	Central	Hidalgo	Central	2016
62	CS PP 15	PP	Por iniciar obras	Solar	25	Baja California	Baja California	Mexicali	2016
63	CE AUT 08	AUT	En Construcción	Eólica	100	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2016
64	CTG PP 02	PP	En Construcción	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Nacozari	2016
65	CTG LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Turbogás	48	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2016
66	CE AUT 09	AUT	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2016
67	CCGE AUT 04	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	145	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2016
68	CE AUT 10	AUT	Por iniciar obras	Eólica	94	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2016
69	CS AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Solar	10	Norte	Coahuila	Laguna	2016
70	CE AUT 11	AUT	En Construcción	Eólica	120	Norte	Durango	Durango	2016
71	CE AUT 12	AUT	En Construcción	Eólica	94	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2016
72	CE AUT 13	AUT	En Construcción	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Saltillo	2016
73	CE AUT 14	AUT	Por iniciar obras	Eólica	85	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
74	CE AUT 15	AUT	Por iniciar obras	Eólica	63	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
75	CCC AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	360	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2016
76	CS PP 16	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
77	CE AUT 16	AUT	Por iniciar obras	Eólica	30	Baja California	Baja California	Ensenada	2016
78	CS AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Solar	10	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2016
79	CCC EXP 01	EXP	En Construcción	Ciclo Combinado	137	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
80	CH AUT 01	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	29	Oriental	Chiapas	Grijalva	2016
81	CH AUT 02	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	30	Oriental	Tabasco	Tabasco	2016
82	CS PP 17	PP	En Construcción	Solar	25	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2016
83	CH PP 01	PP	En Construcción	Hidroeléctrica	30	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2016
84	CCC AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Ciclo Combinado	303	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
85	CBIO AUT 01	AUT	En operación	Bioenergía	45	Oriental	Veracruz	Veracruz	2016
86	CS PP 18	PP	En Construcción	Solar	5	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2016

87	CS PP 19	PP	Proyecto nuevo	Solar	30	Norte	Durango	Durango	2016
88	CS PP 20	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Norte	Durango	Durango	2016
89	CS PP 21	PP	En Construcción	Solar	27	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
90	CG PP 01	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	30	Occidental	Nayarit	Tepic	2016
91	CTG AUT 03	AUT	Proyecto nuevo	Turbogás	48	Central	Hidalgo	Central	2016
92	CE AUT 17	AUT	En Construcción	Eólica	180	Occidental	Zacatecas	Zacatecas	2016
93	CE AUT 18	AUT	En Construcción	Eólica	72	Baja California	Baja California	Mexicali	2016
94	CS AUT 07	AUT	Proyecto nuevo	Solar	30	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
95	CS AUT 08	AUT	Proyecto nuevo	Solar	35	Norte	Chihuahua	Moctezuma	2016
96	CH AUT 03	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	28	Oriental	Oaxaca	Temascal	2016
97	CTG AUT 04	AUT	En operación	Turbogás	5	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
98	CE AUT 19	AUT	En Construcción	Eólica	132	Noreste	Nuevo León	Huasteca	2016
99	CE AUT 20	AUT	En Construcción	Eólica	117	Noreste	Nuevo León	Huasteca	2016
100	CS PP 22	PP	En Construcción	Solar	20	Norte	Durango	Durango	2016
101	CE AUT 21	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Coahuila	Chihuahua	2016
102	CE AUT 22	AUT	Por iniciar obras	Eólica	150	Oriental	Puebla	Puebla	2016
103	CS PP 23	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2016
104	CS PP 24	PP	En Construcción	Solar	10	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2016
105	CS PP 25	PP	Por iniciar obras	Solar	11	Norte	Durango	Durango	2016
106	CS PP 26	PP	Por iniciar obras	Solar	7	Norte	Durango	Durango	2016
107	CS PP 27	PP	Proyecto nuevo	Solar	23	Norte	Durango	Durango	2016
108	CS PP 28	PP	Por iniciar obras	Solar	6	Norte	Durango	Durango	2016
109	CCC AUT 07	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	949	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
110	CCGE AUT 05	AUT	En Construcción	Cogeneración Eficiente	63	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2016
111	CE AUT 23	AUT	En Construcción	Eólica	126	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
112	CE AUT 24	AUT	En Construcción	Eólica	126	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2016
113	CS LIE 01	LIE	En Construcción	Solar	70	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2016
114	CCC CFE 04	CFE	En Construcción	Ciclo Combinado	770	Noroeste	Sonora	Obregón	2017
115	CCC PIE 02	PIE	En Construcción	Ciclo Combinado	906	Norte	Chihuahua	Juárez	2017
116	CS CFE 02	CFE	Proyecto nuevo	Solar	4	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2017
117	CCC CFE 05	CFE	En Licitación	Ciclo Combinado	543	Central	Estado de México	Central	2017
118	CTC CFE 02	CFE	En Construcción	Termoeléctrica Convencional	330	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2017
119	CCC CFE 06	CFE	En Construcción	Ciclo Combinado	130	Central	Hidalgo	Central	2017

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2015-2029

120	CCGE COG 07	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	275	Oriental	Tabasco	Tabasco	2017
121	CH AUT 04	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Oriental	Oaxaca	Temascal	2017
122	CCGE AUT 06	AUT	Por iniciar obras	Cogeneración Eficiente	300	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2017
123	CCC AUT 08	AUT	Por iniciar obras	Ciclo Combinado	330	Noreste	Tamaulipas	Nuevo Laredo	2017
124	CE AUT 25	AUT	Por iniciar obras	Eólica	200	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2017
125	CE AUT 26	AUT	En Construcción	Eólica	40	Peninsular	Yucatán	Mérida	2017
126	CE AUT 27	AUT	En Construcción	Eólica	40	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2017
127	CE AUT 28	AUT	Por iniciar obras	Eólica	50	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2017
128	CS AUT 09	AUT	Por iniciar obras	Solar	125	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2017
129	CE AUT 29	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	150	Oriental	Oaxaca	Temascal	2017
130	CS AUT 10	AUT	En Construcción	Solar	20	Norte	Chihuahua	Moctezuma	2017
131	CE AUT 30	AUT	Por iniciar obras	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2017
132	CE AUT 31	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	200	Norte	Durango	Durango	2017
133	CE AUT 32	AUT	Por iniciar obras	Eólica	150	Oriental	Puebla	Puebla	2017
134	CCGE COG 08	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	300	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2017
135	CH AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	30	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2017
136	CS PP 29	PP	Proyecto nuevo	Solar	30	Baja California	Baja California	Mexicali	2017
137	CE AUT 33	AUT	Por iniciar obras	Eólica	140	Occidental	Zacatecas	Aguascalientes	2017
138	CG CFE 04	CFE	Por licitar	Geotérmica	27	Occidental	Michoacán	Carapan	2018
139	CCI CFE 04	CFE	Por licitar	Combustión Interna	43	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2018
140	CG CFE 05	CFE	Por licitar	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2018
141	CH CFE 01	CFE	En Construcción	Hidroeléctrica	240	Oriental	Chiapas	Grijalva	2018
142	CCC CFE 07	CFE	En Licitación	Ciclo Combinado	683	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
143	CH CFE 02	CFE	Por licitar	Hidroeléctrica	240	Occidental	Nayarit	Tepic	2018
144	CCC PIE 03	PIE	En Licitación	Ciclo Combinado	889	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2018
145	CCC CFE 08	CFE	En Licitación	Ciclo Combinado	778	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2018
146	CCGE COG 09	COG	ND	Cogeneración Eficiente	450	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2018
147	CCGE COG 10	COG	ND	Cogeneración Eficiente	515	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
148	CCGE COG 11	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	380	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2018

149	CCGE COG 12	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	638	Central	Hidalgo	Central	2018
150	CCGE COG 13	COG	Adjudicado	Cogeneración Eficiente	650	Oriental	Tabasco	Tabasco	2018
151	CCI CFE 05	CFE	Por licitar	Combustión Interna	13	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2018
152	CE CFE 02	CFE	Por licitar	Eólica	285	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
153	CE CFE 03	CFE	Por licitar	Eólica	300	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
154	CE CFE 04	CFE	Por licitar	Eólica	100	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
155	CCC PIE 04	PIE	En Licitación	Ciclo Combinado	686	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2018
156	CCGE LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	680	Oriental	Tabasco	Tabasco	2018
157	CE AUT 34	AUT	En operación	Eólica	66	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
158	CE AUT 35	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	69	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2018
159	CE AUT 36	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	100	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
160	CE AUT 37	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	300	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
161	CE AUT 38	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	150	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
162	CE AUT 39	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	140	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
163	CCC LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,200	Occidental	Guanajuato	Querétaro	2018
164	CS AUT 11	AUT	Por iniciar obras	Solar	166	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2018
165	CCC LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	795	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2018
166	CE AUT 40	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	57	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
167	CE AUT 41	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	57	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2018
168	CE AUT 42	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	10	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
169	CH AUT 06	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	2	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2018
170	CH AUT 07	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	7	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
171	CH AUT 08	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	12	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2018
172	CE AUT 43	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	200	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
173	CE AUT 44	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	70	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
174	CH CFE 03	CFE	En Construcción	Hidroeléctrica	0	Oriental	Oaxaca	Temascal	2018
175	CS PP 30	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Baja California	Baja California	Mexicali	2018
176	CS PP 31	PP	Por iniciar obras	Solar	10	Baja California	Baja California	Mexicali	2018
177	CS LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Solar	100	Norte	Durango	Durango	2018
178	CCC LIE II 02	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,045	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2018
179	CG CFE 06	CFE	En Licitación	Geotérmica	27	Oriental	Puebla	Puebla	2019

180	CCC CFE 09	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	114	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2019
181	CCC LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	850	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2019
182	CCC CFE 10	CFE	Por licitar	Ciclo Combinado	835	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2019
183	CCC CFE 11	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	137	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2019
184	CCAR CFE 01	CFE	En Construcción	Carboeléctrica	120	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2019
185	CE AUT 45	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	97	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
186	CE AUT 46	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
187	CE AUT 47	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
188	CE AUT 48	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	66	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
189	CE AUT 49	AUT	Por iniciar obras	Eólica	96	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
190	CE AUT 50	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	138	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
191	CE AUT 51	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	275	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
192	CE AUT 52	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	150	Oriental	Oaxaca	Temascal	2019
193	CE AUT 53	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	138	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
194	CE AUT 54	AUT	En Construcción	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
195	CE AUT 55	AUT	En Construcción	Eólica	60	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
196	CE AUT 56	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	88	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	2019
197	CCC LIE 04	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	450	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2019
198	CCC CFE 12	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	276	Baja California	Baja California	San Luis Río Colorado	2019
199	CCC CFE 13	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	117	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2019
200	CCC CFE 14	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	950	Norte	Durango	Durango	2020
201	CCC LIE 05	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	900	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2020
202	CE CFE 05	CFE	Por licitar	Eólica	307	Baja California	Baja California	Hermosillo	2020
203	CE CFE 06	CFE	Por licitar	Eólica	307	Baja California	Baja California	Hermosillo	2020
204	CE CFE 07	CFE	Por licitar	Eólica	307	Baja	Baja California	Hermosillo	2020

						California			
205	CCC AUT II 08	AUT	Por iniciar obras	Ciclo Combinado	500	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2020
206	CH CFE 04	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	135	Oriental	Chiapas	Grijalva	2021
207	CG PP 02	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	13	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
208	CG PP 03	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	22	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
209	CG AUT 01	AUT	Proyecto nuevo	Geotérmica	25	Central	Hidalgo	Central	2021
210	CS PP 32	PP	En Construcción	Solar	30	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
211	CG PP 04	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	27	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
212	CH AUT 09	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	1	Central	Estado de México	Central	2021
213	CG LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Baja California	Baja California	Mexicali	2021
214	CH LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	54	Oriental	Veracruz	Veracruz	2021
215	CG GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	219	Central	Estado de México	Central	2021
216	CCGE GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	7	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2021
217	CCGE GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	45	Baja California	Baja California	Mexicali	2021
218	CE PP 04	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2022
219	CE AUT 57	AUT	En Construcción	Eólica	92	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
220	CE AUT 58	AUT	En Construcción	Eólica	200	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2022
221	CE PP 05	PP	Proyecto nuevo	Eólica	30	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
222	CG AUT 02	AUT	Proyecto nuevo	Geotérmica	35	Central	Hidalgo	Central	2022
223	CG AUT 03	AUT	Proyecto nuevo	Geotérmica	25	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
224	CG AUT 04	AUT	Por iniciar obras	Geotérmica	25	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
225	CE AUT 59	AUT	Por iniciar obras	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2022
226	CH AUT 10	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Central	Estado de México	Central	2022
227	CG CFE 07	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
228	CG CFE 08	CFE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
229	CE LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2022
230	CE LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Oriental	Chiapas	Grijalva	2022

231	CE LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2022
232	CE LIE 04	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2022
233	CG LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
234	CG GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	231	Occidental	Nayarit	Tepic	2022
235	CG GEN 03	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	80	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2022
236	CG GEN 04	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	239	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2022
237	CG GEN 05	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	7	Central	Hidalgo	Central	2022
238	CE PP 06	PP	Proyecto nuevo	Eólica	30	Central	Hidalgo	Central	2023
239	CE PP 07	PP	Proyecto nuevo	Eólica	30	Occidental	Querétaro	Querétaro	2023
240	CH PP 02	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Central	Hidalgo	Central	2023
241	CE AUT 60	AUT	Por iniciar obras	Eólica	26	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
242	CE AUT 61	AUT	Por iniciar obras	Eólica	396	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
243	CE AUT 62	AUT	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	Querétaro	Querétaro	2023
244	CE AUT 63	AUT	En Construcción	Eólica	40	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2023
245	CE AUT 64	AUT	En Construcción	Eólica	3	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
246	CE AUT 65	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	300	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
247	CE AUT 66	AUT	En Construcción	Eólica	161	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
248	CH PP 03	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	8	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2023
249	CH PP 04	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	15	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2023
250	CH PP 05	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Occidental	Jalisco	Valles	2023
251	CH PP 06	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	4	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2023
252	CG AUT 05	AUT	En Construcción	Geotérmica	20	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2023
253	CE AUT 67	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	104	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2023
254	CG PP 05	PP	Por iniciar obras	Geotérmica	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2023
255	CH AUT 11	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Central	Estado de México	Central	2023
256	CH AUT 12	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Central	Estado de México	Central	2023
257	CH AUT 13	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	2	Central	Estado de México	Central	2023
258	CCC CFE 15	CFE	Obra terminada (fase de prueba)	Ciclo Combinado	522	Baja California	Baja California	San Luis Rio Colorado	2023
259	CE LIE 05	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	150	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
260	CE LIE 06	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	150	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
261	CE LIE 07	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
262	CE LIE 08	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2023
263	CE LIE 09	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Oriental	Oaxaca	Temascal	2023
264	CE LIE 10	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	200	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023

265	CG LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	27	Oriental	Chiapas	Grijalva	2023
266	CTG LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Turbogás	94	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2023
267	CE LIE 11	LIE	Proyecto nuevo	Eólica	300	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2023
268	CH CFE 05	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	422	Oriental	Chiapas	Grijalva	2023
269	CG GEN 06	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	6	Occidental	Nayarit	Tepic	2023
270	CG GEN 07	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	26	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2023
271	CG GEN 08	LIE	Proyecto nuevo	Geotérmica	261	Oriental	Puebla	Puebla	2023
272	CH GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	3	Occidental	San Luis Potosí	Huasteca	2023
273	CH GEN 03	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	41	Occidental	Nayarit	Tepic	2023
274	CH GEN 04	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	52	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2023
275	CH GEN 05	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	1	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2023
276	CH GEN 06	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	20	Occidental	Colima	Manzanillo	2023
277	CH GEN 07	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	39	Central	Hidalgo	Central	2023
278	CH GEN 08	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	5	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2023
279	CH GEN 09	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	144	Oriental	Guerrero	Acapulco	2023
280	CCGE COG 14	COG	En Construcción	Cogeneración Eficiente	700	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2024
281	CCGE COG 15	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	15	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2024
282	CH PP 07	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	16	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
283	CH PP 08	PP	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	21	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
284	CH AUT 14	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	21	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
285	CH AUT 15	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	22	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
286	CH AUT 16	AUT	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	15	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
287	CCGE COG 16	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	11	Central	Estado de México	Central	2024
288	CH CFE 06	CFE	Condicionado	Hidroeléctrica	455	Oriental	Guerrero	Acapulco	2024
289	CH CFE 07	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	231	Oriental	Guerrero	Acapulco	2024
290	CH CFE 08	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	545	Oriental	Oaxaca	Temascal	2024
291	CH LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	121	Oriental	Veracruz	Veracruz	2024
292	CH GEN 10	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	2	Occidental	San Luis Potosí	Huasteca	2024
293	CH GEN 11	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	5	Occidental	San Luis Potosí	Tamazunchale	2024
294	CH GEN 12	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	87	Oriental	Guerrero	Acapulco	2024
295	CH GEN 13	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	196	Oriental	Oaxaca	Temascal	2024
296	CH GEN 14	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	86	Oriental	Tabasco	Tabasco	2024

297	CH GEN 15	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	43	Oriental	Chiapas	Grijalva	2024
298	CCGE GEN 03	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	264	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2024
299	CCGE GEN 04	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	11	Occidental	San Luis Potosí	Huasteca	2024
300	CCGE GEN 05	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	260	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2024
301	CCGE GEN 06	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	52	Occidental	Querétaro	Querétaro	2024
302	CCGE GEN 07	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	145	Central	Estado de México	Central	2024
303	CCGE GEN 08	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	6	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2024
304	CCGE GEN 09	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	1	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2024
305	CCGE GEN 10	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	2	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2024
306	CCGE GEN 11	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	1	Occidental	Michoacán	Carapan	2024
307	CCGE GEN 12	LIE	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	78	Central	Morelos	Central	2024
308	CE PP 08	PP	Por iniciar obras	Eólica	30	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2025
309	CS AUT 12	AUT	Por iniciar obras	Solar	40	Noreste	Sonora	Hermosillo	2025
310	CS PP 33	PP	Por iniciar obras	Solar	25	Noreste	Sonora	Hermosillo	2025
311	CS AUT 13	AUT	Proyecto nuevo	Solar	10	Noreste	Sonora	Hermosillo	2025
312	CH AUT 17	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	60	Oriental	Puebla	Puebla	2025
313	CS PP 34	PP	Proyecto nuevo	Solar	10	Occidental	San Luis potosí	San Luis Potosí	2025
314	CE AUT 68	AUT	Proyecto nuevo	Eólica	153	Occidental	Aguascalientes	Aguascalientes	2025
315	CE AUT 69	AUT	En Construcción	Eólica	63	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2025
316	CE AUT 70	AUT	Por iniciar obras	Eólica	40	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2025
317	CS AUT 14	AUT	Por iniciar obras	Solar	25	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
318	CS PP 35	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
319	CS PP 36	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
320	CS PP 37	PP	Por iniciar obras	Solar	26	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
321	CS AUT 15	AUT	Proyecto nuevo	Solar	40	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
322	CS PP 38	PP	Por iniciar obras	Solar	25	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
323	CS PP 39	PP	Por iniciar obras	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
324	CS AUT 16	AUT	Proyecto nuevo	Solar	71	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
325	CH CFE 09	CFE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	352	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2025

326	CS GEN 01	LIE	Proyecto nuevo	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
327	CS GEN 02	LIE	Proyecto nuevo	Solar	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2025
328	CH GEN 16	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	4	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2025
329	CH GEN 17	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	281	Oriental	Veracruz	Coatzacoalcos	2025
330	CH GEN 18	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	475	Oriental	Chiapas	Grijalva	2025
331	CS AUT 17	AUT	Por iniciar obras	Solar	0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2026
332	CCC CFE 16	CFE	Por licitar	Ciclo Combinado	565	Baja California	Baja California	Ensenada	2026
333	CCC LIE 06	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	137	Baja California Sur	Baja California Sur	V. Constitución	2026
334	CN LIE 01	LIE	Proyecto nuevo	Nucleoeléctrica	1,225	Oriental	Veracruz	Veracruz	2026
335	CCC LIE 07	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	522	Baja California	Baja California	Mexicali	2027
336	CCC LIE 08	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,162	Central	Hidalgo	Central	2027
337	CCC CFE 17	CFE	Condicionado	Ciclo Combinado	526	Peninsular	Yucatán	Mérida	2027
338	CCC LIE 09	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,088	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2027
339	CN LIE 02	LIE	Proyecto nuevo	Nucleoeléctrica	1,225	Oriental	Veracruz	Veracruz	2027
340	CH AUT 18	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	15	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2028
341	CH AUT 19	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2028
342	CH AUT 20	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	8	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2028
343	CH AUT 21	AUT	En Construcción	Hidroeléctrica	4	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2028
344	CS AUT 18	AUT	En Construcción	Solar	30	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2028
345	CH AUT 22	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
346	CH AUT 23	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
347	CH AUT 24	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	6	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
348	CH AUT 25	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	3	Noroeste	Sinaloa	Hermosillo	2028
349	CCC LIE 10	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	1,162	Central	Hidalgo	Central	2028
350	CCC LIE 11	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	968	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2028
351	CN LIE 03	LIE	Proyecto nuevo	Nucleoeléctrica	1,400	Oriental	Veracruz	Veracruz	2028
352	CCI AUT 01	AUT	Proyecto nuevo	Combustión Interna	1	Central	Estado de México	Central	2029
353	CCI AUT 02	AUT	En Construcción	Combustión Interna	1	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2029
354	CCI AUT 03	AUT	En Construcción	Combustión Interna	4	Baja California	Baja California	Mexicali	2029
355	IMP 01	IMP	En Construcción	Importación	3	Baja California	Baja California	Tijuana	2029

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2015-2029

356	CH PP 09	PP	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	30	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
357	CCC AUT 09	AUT	En Construcción	Ciclo Combinado	80	Baja California	Baja California	Mexicali	2029
358	CBIO PP 01	PP	En Construcción	Bioenergía	30	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2029
359	CH PP 10	PP	En Construcción	Hidroeléctrica	5	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
360	IMP 02	IMP	Proyecto nuevo	Importación	3	Baja California	Baja California	Tijuana	2029
361	CTG PP 03	PP	Por iniciar obras	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2029
362	CTG PP 04	PP	Por iniciar obras	Turbogás	30	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2029
363	CTG AUT 05	AUT	Proyecto nuevo	Turbogás	30	Baja California	Baja California	Mexicali	2029
364	CH AUT 26	AUT	Por iniciar obras	Hidroeléctrica	39	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
365	CCC CFE 18	CFE	Por licitar	Ciclo Combinado	660	Central	Morelos	Central	2029
366	CCC LIE 12	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	958	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2029
367	CCC CFE 19	CFE	Condicionado. Proyecto de central externa legada en proceso de cambio de modalidad de PIE a OPF.	Ciclo Combinado	908	Occidental	Jalisco	Guadalajara	2029
368	CCGE COG 17	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	350	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2029
369	CCGE COG 18	COG	Proyecto nuevo	Cogeneración Eficiente	364	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
370	CE PIE 01	PIE	Por licitar	Eólica	203	Oriental	Oaxaca	Temascal	2029
371	CCC LIE 13	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	123	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2029
372	CCC LIE 14	LIE	Proyecto nuevo	Ciclo Combinado	601	Central	Estado de México	Central	2029
373	CH GEN 19	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	9	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2029
374	CH GEN 20	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	27	Noroeste	Sinaloa	Mochis	2029
375	CH GEN 21	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	7	Noroeste	Sinaloa	Culiacán	2029
376	CH GEN 22	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	174	Oriental	Veracruz	Veracruz	2029
377	CH GEN 23	LIE	Proyecto nuevo	Hidroeléctrica	384	Oriental	Chiapas	Grijalva	2029
				Total*/	59,986				

1/ CBIO: Central Bioenergía, CCAR: Central Carboeléctrica, CCC: Central Ciclo Combinado, CCGE: Central Cogeneración Eficiente, CCI: Central Combustión Interna, CE: Central Eólica, CG: Central Geotérmica, CH: Central Hidroeléctrica, IMP: Importación, CN: Central Nucleoeléctrica, CS: Central Solar Fotovoltaica, CTC: Central Termoeléctrica Convencional, CGEN: Central Genérica, CTG: Central Turbogás, RM: Rehabilitación y Modernización ; 2/ AUT: Autoabastecimiento, CFE: Comisión Federal de Electricidad, COG: Cogeneración , EXP: Exportación, IMP: Importación, LIE: al amparo de Ley de la Industria Eléctrica, PIE: Productor Independiente de Energía, PP: Pequeña Producción, OPF: Obra Pública Financiada ; 3/ Tipo de Cambio al cierre de 2014: 14.51 pesos por dólar; 4/ Los totales pueden no coincidir por redondeo. NA: No Aplica; ND: No Disponible.

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

4.2. Retiro de Unidades Generadoras

El programa indicativo de retiro contiene las unidades menos eficientes (generalmente las de mayor antigüedad) que se sugiere dejen de funcionar una vez que las nuevas centrales eléctricas entren en operación comercial, para preservar la confiabilidad del SEN.

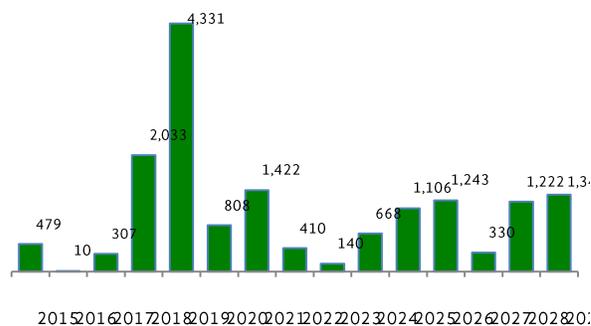
En este orden de ideas, el retiro de unidades generadoras requirió de la revisión de los costos de operación y mantenimiento de las centrales eléctricas, se analizó su desempeño en los últimos años a partir de la capacidad, la eficiencia y el factor de planta registrados, y se simuló la operación futura del sistema eléctrico para identificar aquellas que deberían dejar de despacharse en la medida en que se incorporen tecnologías de generación limpia y de tecnologías convencionales más eficientes.

El retiro de las centrales eléctricas pretende contar con un Sistema Eléctrico Nacional económico, eficiente y seguro, por lo que 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.
- Mantenimiento de un margen de reserva confiable.
- Reducción de fallas prolongadas en algunos equipos.
- Garantía del suministro de combustibles.
- El crecimiento pronosticado de la demanda.

Derivado de lo anterior, se estimó el retiro de 15,854 MW de capacidad para el periodo 2015-2029 (ver Gráfico 4.2.1).

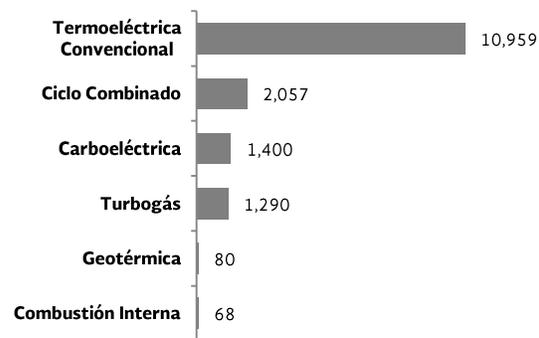
GRÁFICO 4.2.1. RETIRO DE CAPACIDAD 2015-2029 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

De esta forma, se sugiere el retiro de 127 unidades, ubicadas en 20 entidades del país (ver Anexos, Mapa 4.2.1). 80 MW corresponden a capacidad de centrales geotérmicas, mientras que la capacidad restante a centrales convencionales, principalmente termoeléctricas convencionales que representan el 69% de la capacidad total a retirar en el periodo (ver Gráfico 4.2.2).

GRÁFICO 4.2.2. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2015-2029 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

En el programa de retiro únicamente se consideraron las centrales pertenecientes a la CFE y sus empresas productivas subsidiarias integrantes de la industria eléctrica (ver Tabla 4.2.1).

TABLA 4.2.1. PROGRAMA INDICATIVO DE RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2015-2029

No.	Central ¹ //Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Retiro
1	CTG. Ciudad Obregón	Turbogás	14.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2015
2	CTG. Nonoalco U1	Turbogás	32.0	Central	Distrito Federal	Central	2015
3	CTG. Nonoalco U2	Turbogás	32.0	Central	Distrito Federal	Central	2015
4	CTG. Nonoalco U3 y U4	Turbogás	42.0	Central	Distrito Federal	Central	2015
5	CG. Los Azufres U2, U3, U4 y U5	Geotérmica	20.0	Occidental	Michoacán	Carapan	2015
6	CTC. Lerma (Campeche) U2	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Campeche	Campeche	2015
7	CTC. Lerma (Campeche) U3	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Campeche	Campeche	2015
8	CTC. Lerma (Campeche) U4	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Campeche	Campeche	2015
9	CCC. Dos Bocas U3, U4 y U6	Ciclo Combinado	226.0	Oriental	Veracruz	Veracruz	2015
10	CG. Los Humeros U3 y U6	Geotérmica	10.0	Oriental	Puebla	Puebla	2016
11	CTG. Los Cabos U1	Turbogás	30.0	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2017
12	CTG. Los Cabos U3	Turbogás	27.2	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2017
13	CTC. Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U1	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Yucatán	Mérida	2017
14	CTC. Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U2	Termoeléctrica Convencional	37.5	Peninsular	Yucatán	Mérida	2017
15	CTG. Fundidora	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
16	CTG. Leona U1	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
17	CTG. Leona U2	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
18	CTG. Monclova U1	Turbogás	18.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2017
19	CTG. Monclova U2	Turbogás	30.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2017
20	CTG. Tecnológico	Turbogás	26.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
21	CTG. Universidad U1	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
22	CTG. Universidad U2	Turbogás	12.0	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2017
23	CTG. Chávez U1	Turbogás	14.0	Norte	Coahuila	Laguna	2017
24	CTG. Chávez U2	Turbogás	14.0	Norte	Coahuila	Laguna	2017
25	CTG. Parque U3	Turbogás	13.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2017
26	CCI. Santa Rosalía U3, U4 y U5	Combustión Interna	5.2	Mulegé	Baja California Sur	Mulegé	2018
27	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U1	Termoeléctrica Convencional	84.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018

No.	Central ¹ /Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Retiro
28	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U2	Termoeléctrica Convencional	84.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
29	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U3	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
30	CTC. Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U4	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Obregón	2018
31	CTC. Mazatlán II (Jose Aceves Pozos) U1	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2018
32	CTC. Valle de México U1	Termoeléctrica Convencional	150.0	Central	Estado de México	Central	2018
33	CTC. Valle de México U2	Termoeléctrica Convencional	150.0	Central	Estado de México	Central	2018
34	CTC. Valle de México U3	Termoeléctrica Convencional	150.0	Central	Estado de México	Central	2018
35	CG. Los Azufres U6, U9 y U10	Geotérmica	15.0	Occidental	Michoacán	Carapan	2018
36	CTC. Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Occidental	Colima	Manzanillo	2018
37	CTC. Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U4	Termoeléctrica Convencional	300.0	Occidental	Colima	Manzanillo	2018
38	CG. Los Humeros U8	Geotérmica	5.0	Oriental	Puebla	Puebla	2018
39	CTC. Samalayuca U1	Termoeléctrica Convencional	158.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2018
40	CTC. Samalayuca U2	Termoeléctrica Convencional	158.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2018
41	CTG. Mexicali U1	Turbogás	26.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2019
42	CTG. Mexicali U2	Turbogás	18.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2019
43	CTG. Mexicali U3	Turbogás	18.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2019
44	CTG. Tijuana U1	Turbogás	30.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2019
45	CTG. Tijuana U2	Turbogás	30.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2019
46	CTC. Puerto Libertad U1	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
47	CTC. Puerto Libertad U2	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
48	CTC. Puerto Libertad U3	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
49	CTC. Puerto Libertad U4	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2019
50	CTC. Topolobampo II (Juan de Dios Batiz) U1	Termoeléctrica Convencional	160.0	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2019
51	CTC. Topolobampo II (Juan de Dios Batiz) U2	Termoeléctrica Convencional	160.0	Noroeste	Sinaloa	Los Mochis	2019
52	CTC. Villa de Reyes U1	Termoeléctrica Convencional	350.0	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2019
53	CTC. Villa de Reyes U2	Termoeléctrica Convencional	350.0	Occidental	San Luis Potosí	San Luis Potosí	2019
54	CTC. Altamira U3	Termoeléctrica Convencional	250.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2019

No.	Central ¹ /Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Retiro
55	CTC. Altamira U4	Termoeléctrica Convencional	250.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2019
56	CCC. Huinalá U1, U2, U3, U4 y U5	Ciclo Combinado	377.7	Noreste	Nuevo León	Monterrey	2019
57	CTC. Río Bravo (Emilio Portes Gil) U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2019
58	CCC. Dos Bocas U1, U2 y U5	Ciclo Combinado	226.0	Oriental	Veracruz	Veracruz	2019
59	CTC. Francisco Villa U4	Termoeléctrica Convencional	150.0	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2019
60	CTC. Francisco Villa U5	Termoeléctrica Convencional	150.0	Norte	Chihuahua	Chihuahua	2019
61	CTC. Gómez Palacio U1, U2 y U3	Ciclo Combinado	239.8	Norte	Durango	Laguna	2019
62	CTG. Industrial Juárez	Turbogás	18.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2019
63	CTG. Parque U2	Turbogás	18.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2019
64	CTG. Parque U4	Turbogás	28.0	Norte	Chihuahua	Juárez	2019
65	CTC. Salamanca U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2019
66	CTC. Salamanca U4	Termoeléctrica Convencional	250.0	Occidental	Guanajuato	Salamanca	2019
67	CG. Cerro Prieto I U5	Geotérmica	30.0	Baja California	Baja California	Mexicali	2020
68	CTC. Presidente Juárez U5	Termoeléctrica Convencional	160.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2020
69	CTC. Presidente Juárez U6	Termoeléctrica Convencional	160.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2020
70	CTC. Mazatlán II (Jose Aceves Pozos) U2	Termoeléctrica Convencional	158.0	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2020
71	CTC. Mazatlán II (Jose Aceves Pozos) U3	Termoeléctrica Convencional	300.0	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	2020
72	CTG. Culiacán	Turbogás	30.0	Noroeste	Sinaloa	Culiacán	2021
73	CTG. Industrial Caborca U1	Turbogás	12.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2021
74	CTG. Industrial Caborca U2	Turbogás	30.0	Noroeste	Sonora	Hermosillo	2021
75	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U1	Termoeléctrica Convencional	330.0	Central	Hidalgo	Central	2021
76	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U2	Termoeléctrica Convencional	330.0	Central	Hidalgo	Central	2021
77	CTG. Cancún U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
78	CTG. Cancún U2	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
79	CTG. Chankanaab U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
80	CTG. Chankanaab U2	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2021
81	CTC. Mérida II U1	Termoeléctrica Convencional	84.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2021
82	CTC. Mérida II U2	Termoeléctrica Convencional	84.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2021
83	CTC. Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U3, U4 y U5	Ciclo Combinado	220.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2021

No.	Central ^I /Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Retiro
84	CCC. Poza Rica	Ciclo Combinado	246.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2021
85	CTG. Ciudad Constitución	Turbogás	33.2	Baja California Sur	Baja California Sur	Villa Constitución	2022
86	CTG. Los Cabos U2	Turbogás	27.4	Baja California Sur	Baja California Sur	Los Cabos	2022
87	CTC. San Carlos (Agustín Olachea A.) U1	Combustión Interna	31.5	Baja California Sur	Baja California Sur	Villa Constitución	2022
88	CTG. Cancún U3	Turbogás	30.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
89	CTG. Cancún U5	Turbogás	44.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
90	CTG. Chankanaab U4	Turbogás	25.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
91	CTG. Ciudad del Carmen U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Campeche	Campeche	2022
92	CTG. Ciudad del Carmen U3	Turbogás	17.0	Peninsular	Campeche	Campeche	2022
93	CTG. Mérida II U3	Turbogás	30.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
94	CTG. Nachi - Cocom	Turbogás	30.0	Peninsular	Yucatán	Mérida	2022
95	CTG. Nizuc U1	Turbogás	44.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
96	CTG. Nizuc U2	Turbogás	44.0	Peninsular	Quintana Roo	Cancún	2022
97	CTG. Xul - Há U1	Turbogás	14.0	Peninsular	Quintana Roo	Chetumal	2022
98	CTG. Xul - Há U2	Turbogás	25.7	Peninsular	Quintana Roo	Chetumal	2022
99	CTG. Ciprés	Turbogás	27.4	Baja California	Baja California	Ensenada	2023
100	CTC. Punta Prieta II U1	Termoeléctrica Convencional	37.5	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2023
101	CTC. Punta Prieta II U2	Termoeléctrica Convencional	37.5	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2023
102	CTC. Punta Prieta II U3	Termoeléctrica Convencional	37.5	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2023
103	CTC. San Carlos (Agustín Olachea A.) U2	Combustión Interna	31.5	Baja California Sur	Baja California Sur	Villa Constitución	2024
104	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U5	Termoeléctrica Convencional	300.0	Central	Hidalgo	Central	2024
105	CTC. Ciudad del Carmen U2	Termoeléctrica Convencional	16.0	Peninsular	Campeche	Campeche	2024
106	CTC. Lerdo (Guadalupe Victoria) U1	Termoeléctrica Convencional	160.0	Norte	Durango	Laguna	2024
107	CTC. Lerdo (Guadalupe Victoria) U2	Termoeléctrica Convencional	160.0	Norte	Durango	Laguna	2024
108	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U1	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2025
109	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U2	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2025
110	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U3	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2025
111	CTG. La Laguna U5	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025

No.	Central ^{1/} /Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Región	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año de Retiro
112	CTG. La Laguna U6	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
113	CTG. La Laguna U7	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
114	CTG. La Laguna U8	Turbogás	14.0	Norte	Durango	Laguna	2025
115	CTG. Tijuana (Presidente Juárez) U7	Turbogás	150.0	Baja California	Baja California	Tijuana	2026
116	CTG. La Paz U1	Turbogás	18.0	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2026
117	CTG. La Paz U2	Turbogás	25.0	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	2026
118	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U4	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2026
119	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U5	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2026
120	CTC. Tuxpan (Adolfo Lopez Mateos) U6	Termoeléctrica Convencional	350.0	Oriental	Veracruz	Poza Rica	2026
121	CTC. Altamira U1 y U2	Termoeléctrica Convencional	330.0	Noreste	Tamaulipas	Huasteca	2027
122	CCAR. Carbón II U1	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2028
123	CCAR. Carbón II U2	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2028
124	CTC. Samalayuca II U1 y U6	Ciclo Combinado	521.8	Norte	Chihuahua	Juárez	2028
125	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U3	Termoeléctrica Convencional	322.8	Central	Hidalgo	Central	2029
126	CTC. Tula (Francisco Pérez Ríos) U4	Termoeléctrica Convencional	322.8	Central	Hidalgo	Central	2029
127	CCAR. Carbón II U3	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2029
128	CCAR. Carbón II U4	Carboeléctrica	350.0	Noreste	Coahuila	Río Escondido	2029
		Total^{2/}	15,854				

^{1/} CCAR: Central Carboeléctrica; CCC: Central Ciclo Combinado; CCI: Central Combustión Interna; CG: Central Geotérmica; CTC: Central Termoeléctrica Convencional; CTG: Central Turbogás. ^{2/} El total puede no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

4.3. Margen de Reserva

El Margen de Reserva (MR) es un indicador de la suficiencia o insuficiencia de generación en el sistema. El MR se define como el excedente de capacidad disponible sobre la demanda máxima.

Para la planeación del SEN y satisfacer la demanda de energía eléctrica, se espera que la capacidad del sistema sea lo suficientemente mayor que la demanda máxima, para cubrir los decrementos de capacidad disponible de generación, derivados de factores técnicos o por factores no controlables como: efectos de la temperatura; variaciones en los niveles de almacenamiento en centrales hidroeléctricas; declinación de los campos geotérmicos; variación e intermitencia de la radiación solar y el viento, así como por la capacidad que se encuentra en mantenimiento o que sea retirada del sistema de forma definitiva

Metodología para el cálculo del MR

Con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, se estableció un MR de capacidad en un mínimo del 13% de la capacidad para el periodo de planeación²⁵.

De acuerdo con la Metodología para el cálculo del MR, aprobada por la junta de Gobierno de CFE en septiembre de 2011, se asumen los siguientes criterios:

- La Capacidad de Generación Neta Disponible²⁶ (CGND) se obtiene al descontar de la capacidad de generación bruta los usos propios de energía eléctrica en los procesos productivos de las centrales generadoras y la capacidad en mantenimiento²⁷. Para la generación intermitente, la CGND es el resultado de multiplicar la capacidad instalada por su factor de planta.
- La Capacidad de Interconexión (CI) se determina como la capacidad que se puede entregar considerando los requerimientos de la región adyacente al momento de demanda máxima en la región.

- Se asumió una reserva operativa del 6% de la demanda.
- Para centrales del servicio público existentes, se obtuvieron los criterios de mantenimientos y salidas forzadas de acuerdo con información de los índices de operación de la CFE²⁸.
- Para nuevas centrales del sistema, se consideraron los siguientes supuestos:

TABLA 4.3.1. MANTENIMIENTOS Y SALIDAS FORZADAS PARA CENTRALES GENERADORAS

(Porcentaje)

Tecnología	Tasa de Salida Forzada	Tasa de Mantenimiento
Carboeléctrica	4.0	10.5
Ciclo Combinado	2.7	7.0
Geotérmica	1.5	5.0
Hidroeléctrica	1.0	6.5
Nucleoeléctrica	6.8	11.0
Termoeléctrica Convencional	5.0	10.0
Turbogás	6.5	6.0

Fuente: Elaborado por SENER con Estadística 2010-2014 de CFE.

- La Demanda Máxima Neta Coincidente (DMN) corresponde a la suma de demandas de las regiones de control del SIN, al momento en que ocurre la demanda máxima del sistema, además no incluye los recursos necesarios para atender los usos propios de las centrales generadoras.
- El crecimiento de la demanda depende de variables como el crecimiento económico, de manera que es independiente del portafolio de centrales generadoras.

El procedimiento de cálculo del MR es el siguiente:

- Se determina la capacidad de generación neta disponible:

CGND= CGB – Usos propios – Capacidad en Mantenimiento

- Se determinan los recursos disponibles de capacidad (RDC)²⁹:

²⁵ Esta condición es una restricción para el modelo de optimización.

²⁶ De generación no intermitente.

²⁷ POISE 2012 – 2026.

²⁸ COPAR 2014.

²⁹ Para este ejercicio no se consideró demanda interrumpible

$$\text{RDC} = \text{CGND} + \text{CI}$$

c. Se determina el MR:

$$\text{MR} = \text{RDC} - \text{DMN}$$

d. Se expresa el MR como porcentaje de la demanda máxima neta coincidente:

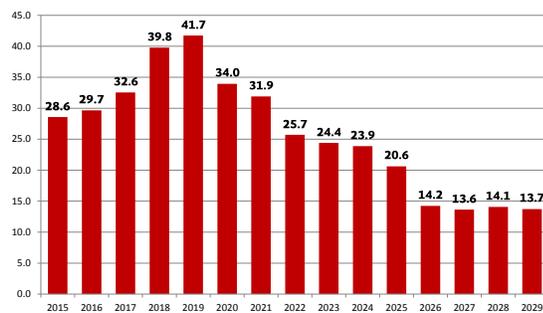
$$\text{MR} (\%) = (\text{MR} / \text{DMN}) \times 100$$

De esta forma, se llega a los siguientes resultados (ver Gráfico 4.3.1):

- El MR sigue una trayectoria creciente entre 2015 y 2018, dado que entrará en operación el 43% de la capacidad adicional prevista en el programa indicativo para la instalación de centrales eléctricas (25,592 MW), asociada a proyectos de generación en proceso de desarrollo y construcción.
- A partir de 2020, el MR sigue una trayectoria descendente y se estabiliza en los últimos años del periodo de estudio en 13% promedio.

GRÁFICO 4.3.1. MARGEN DE RESERVA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2029

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

- De la misma forma, por región se observa una trayectoria de crecimiento en el periodo 2015-2018. Posteriormente, el MR regional se estabiliza en 6%, valor que coincide con el MR operativo (ver Anexos, Gráficos 4.3.2 a 4.3.4 y Tablas 4.3.2 y 4.3.3).
- Si bien, el MR presenta un valor relativamente alto, proporcionará beneficios económicos en la operación del sistema, además brinda la seguridad para el abasto de energía eléctrica ante eventos impredecibles, como la falta de suministro de combustibles o algún suceso climático que afecte

las condiciones técnicas del sistema eléctrico en alguna región del país.

- Cabe mencionar que la SENER está facultada para emitir la política en materia de confiabilidad, por lo cual, la metodología utilizada en esta ocasión será evaluada para posteriores cálculos.

CONDICIONES OPERATIVAS DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1. Escenarios de estudio

Escenario: Demanda máxima de verano

De acuerdo con los perfiles reales de demanda horaria, la demanda máxima de verano ocurre entre los meses de junio y agosto de cada año alrededor de las 16:30 horas, con un valor máximo de 40,000 MW (ver Anexos Gráfico 5.1.1).

En las regiones Noroeste, Norte, Noreste, Baja California Norte y sistemas aislados Baja California Sur y Mulegé, las demandas máximas anuales ocurren durante el periodo mayo–septiembre, debido a las altas temperaturas que se alcanzan en algunas zonas del territorio mexicano (ver Anexos Gráfico 5.1.2).

En los niveles de demanda máxima ocurren las mayores transferencias de potencia en líneas y transformación, requerimientos de compensación de potencia reactiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa.

Considerando lo anterior, se evalúa el comportamiento futuro del sistema eléctrico para determinar congestionamientos en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la RNT, pérdidas técnicas, factores de uso de la red y consecuentemente de requerimientos de refuerzos en la red de transmisión, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva.

Escenario: Demanda máxima de verano nocturna

En las regiones Noroeste y Norte la demanda coincidente presenta dos máximos, el primero cercano a las 17:00 horas y el segundo después de 23:00 horas, asociado a la integración gradual de la generación solar, el cual aporta una capacidad de 0 MW por la noche. Del comportamiento de la generación solar combinado con la demanda máxima nocturna, surge la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la red eléctrica cuando

se alcanza el nivel de demanda máxima nocturna para definir los riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa al tener fuera de servicio la generación solar. Con estos estudios se identifican las variaciones en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, el control del perfil de tensión, las necesidades de reservas de generación, las flexibilidades de las centrales eléctricas locales, y las posibilidades de saturación de la red de transmisión.

Escenario: Demanda máxima de invierno

De acuerdo con los perfiles reales de demanda horaria, se observa que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 19:00 horas, con un valor máximo de 34,000 MW.

La región Central³⁰, específicamente la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas, presenta un déficit en su balance de energía eléctrica, el cual prevalecerá para el escenario de planeación de acuerdo con las proyecciones del programa indicativo de generación.

De esta forma, se diagnostica la estabilidad de voltaje e identificación de necesidades de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y las necesidades de modernización de la infraestructura eléctrica en operación, particularmente para la zona Metropolitana de la Ciudad de México.

Escenario: Demanda mínima de invierno

De acuerdo con los perfiles reales de demanda horaria, se observa que en la época invernal la demanda mínima ocurre alrededor de las 04:00 horas, con un valor mínimo de 24,500 MW.

En este escenario, la generación hidroeléctrica se desconecta de la red eléctrica, por lo que algunas regiones del país podrían operar con transferencias de potencia muy bajas que conducirían al sistema a

³⁰ La demanda de esta región representa alrededor del 20% de la demanda máxima del SIN.

problemas de control por altos voltajes; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia con riesgos de saturación de algunos enlaces. De este escenario se evalúan las necesidades de refuerzos en transmisión y los requerimientos de compensación de potencia reactiva inductiva.

Escenario: Demanda media de invierno

En las tres regiones del norte del país, las demandas de energía eléctrica presentan reducciones significativas respecto al verano. La combinación de bajas demandas con el incremento de generación solar durante la tarde y excedentes de generación convencional, podrían derivar en saturación de enlaces por transferencias de potencia del norte al sur del país. En este sentido se evalúa el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la red de transmisión y transformación.

5.2. Estudios de Confiabilidad

La ampliación y modernización de la RNT y las RGD del mercado eléctrico mayorista contempla la realización de estudios eléctricos para los cinco escenarios de demandas del sistema eléctrico con un horizonte de 15 años. Los estudios consideran las obras de la red eléctrica que en su momento fueron autorizadas a la CFE por la SHCP hasta el PEF 2015; las redes eléctricas asociadas con los permisionarios factibles de interconectarse a la red eléctrica; las fechas de operación previstas en el Programa Indicativo (capítulo 4), y el despacho de la generación de acuerdo con valores de mérito resultante de estudios económicos y de planeación de energía.

A nivel de red de 400 y 230 kV se destacan:

- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Ticul - Playa del Carmen para mayo 2015.
- Cambio de tensión de 230 a 400 kV de la red de Los Mochis - Hermosillo de octubre 2016 a octubre 2017, red asociada a los proyectos de CCC Empalme I y II.
- Tendido tercer circuito en 400 kV de la red Higuera-Mazatlán-Tepic Dos para octubre 2019, red asociada al proyecto de CCC Mazatlán.
- Red asociada a interconexión Noroeste - Baja California para abril 2019.

- Línea de Transmisión Cereso-Moctezuma en 400 kV operando en 230 kV, red asociada a proyecto de CCC Norte III para noviembre 2017.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Moctezuma a Encino para septiembre 2018.
- Líneas de Transmisión en 400 kV operando en 230 kV, Francisco Villa-Camargo-Torreón Sur para 2020. La CFE ya no considera esta Central, sin embargo, es una red importante para la integración de generación renovable.
- Líneas de Transmisión en 400 kV Champayán-Güemez-Regiomontano y entronque de líneas Huinalá-Lajas en Subestación Eléctrica Regiomontano abril 2016.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Subestación Eléctrica Colectora de la temporada abierta Tamaulipas a Ramos Arizpe Potencia para abril 2019.
- Red asociada a la Subestación Eléctrica Lago en 230 y 400 kV para agosto 2016.
- Líneas de Transmisión en 400 kV en doble circuito de Ixtepec Potencia-Xipe- Benito Juárez-Huexca, red asociada a la 2ª temporada abierta de Oaxaca para noviembre 2017.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras-Querétaro Potencia y entronque con la Línea de Transmisión Querétaro Potencia-Santa María para noviembre 2016.

Escenario: Demanda máxima de verano 2016-2020

a. Comportamiento Operativo

Para este escenario se consideró la disponibilidad de las fuentes de energía limpias:

- Las centrales eléctricas eólicas en el Sureste del país tienen una disponibilidad entre el 15-20% en el escenario de la demanda máxima coincidente del SIN.
- Las centrales eléctricas eólicas en el Noreste del país, en especial en la región de Tamaulipas, tienen una disponibilidad entre el 55-65% en el escenario de la demanda máxima coincidente del SIN.

- Las centrales eléctricas eólicas en el Occidente del país, en especial en la región de Bajío, tienen una disponibilidad entre el 20-25% en el escenario de la demanda máxima coincidente del SIN.
- Para las centrales eléctricas solares se considera una disponibilidad del 80% en el escenario de la demanda máxima coincidente del SIN.
- La capacidad disponible de las centrales hidroeléctricas en el Noroeste del país, de uso agrícola, es alrededor del 25% de su capacidad instalada en el escenario de la demanda máxima coincidente del SIN.
- Para los generadores de las centrales hidroeléctricas de Infiernillo, Aguamilpa, La Yesca, El Cajón y Malpaso se consideró una capacidad estadística debido a su degradación por nivel.

Los resultados indican que las nuevas tecnologías, que utilizan gas y carbón como insumo, desplacen las centrales térmicas convencionales.

b. Comportamiento Operativo de la transmisión y transformación

Las centrales eléctricas con fecha de entrada y capacidad en el horizonte de la planeación del Programa Indicativo, muestran que no se presenta saturación de las compuertas de flujo de potencia en el periodo 2016-2020, por lo que se prevé una operación futura confiable. La transferencia de potencia neta por las compuertas de flujo Tepic Dos-Mazatlán Dos, Champayán-Güemez y Primero de Mayo-Cañada es de Sur a Norte (ver Anexos, Mapas 5.2.1 y 5.2.2).

El flujo de demanda máxima prevalece hasta 2017, ya que, a partir del segundo semestre de ese año, inicia la incorporación de las centrales de ciclos combinados y cogeneración asociadas al plan de expansión de los gasoductos en las tres regiones del norte del país. Para los años 2018-2019 el flujo neto será Norte a Sur. Para el año 2020, el flujo de transmisión neto es alrededor de 0 MW; es decir, no se visualizan problemas de saturación de la red de transmisión en las principales compuertas de flujo entre el norte y sur del país (ver Anexos, Mapas 5.2.3 y 5.2.4).

El flujo de potencia para el escenario de demanda máxima de verano 2016 y 2020, en las regiones del sur del país, se encuentra dentro de sus límites, por lo que no se presenta saturación de las compuertas principales de estas regiones.

Sin embargo, una de las regiones del país con alto crecimiento es el corredor industrial Querétaro-Guanajuato-San Luis Potosí-Aguascalientes, el cual aún con la entrada de centrales eléctricas es importador de energía bajo cualquier escenario de demanda.

c. Control de voltaje

En las regiones de alta densidad de carga se presentan problemas para el control de voltaje, en especial el área metropolitana de Monterrey y la región del corredor industrial Querétaro-Guanajuato-San Luis Potosí. El área metropolitana de Monterrey y el corredor industrial del Bajío tienen un alto crecimiento de carga industrial del ramo automotriz y siderúrgico, observando requerimientos de control dinámico del voltaje y compensación de potencia reactiva MVar. Las cargas industriales de estas características pudieran generar alteraciones en la calidad del suministro de energía por las armónicas, flicker y desbalance de voltajes.

Se estima la incorporación de STATCOM³¹ para el control y soporte de voltaje en dichas regiones, por lo que se están realizando los estudios respectivos con la finalidad de reflejar los resultados en el siguiente programa de ampliación de la RNT.

Existen otras regiones con problemas de control de voltaje debido al tipo de carga, principalmente en las zonas agrícolas y mineras, por lo que se ha adicionado compensación capacitiva para mitigar en estado permanente problemáticas de regulación de tensión.

Escenario: Demanda media de invierno 2016-2020.

a. Comportamiento Operativo

Para este escenario se consideró la disponibilidad de las fuentes de energía limpias:

- Las centrales eléctricas eólicas en el sureste del país tienen una disponibilidad entre el 60-65% en el escenario de la demanda media coincidente del SIN.
- Las centrales eléctricas eólicas en el noreste del país, en especial en la región de Tamaulipas, tienen una disponibilidad entre el 35-40% en el escenario de la demanda media coincidente del SIN.
- Las centrales eléctricas eólicas en el occidente del país, en especial en la región de Bajío, tienen una

³¹ Compensador Síncrono Estático

disponibilidad entre el 25-30% en el escenario de la demanda media coincidente del SIN.

- Para las centrales eléctricas solares se considera una disponibilidad del 80% en el escenario de la demanda media coincidente del SIN.
- Las centrales hidroeléctricas en el Noroeste del país, presenta una alta disponibilidad debido al ciclo agrícola en el escenario de la demanda media coincidente del SIN.

El escenario de demanda media de invierno del sistema eléctrico requiere analizar el comportamiento de su transmisión derivada por la baja demanda en las regiones del norte del país con una alta penetración de centrales eléctricas fotovoltaicas y generación a base de gas natural con ciclos combinados de tecnología de alta eficiencia.

Los resultados indican que esta nueva tecnología desplace las centrales térmicas convencionales y carboeléctricas.

b. Comportamiento Operativo de la transmisión y transformación

Debido a los costos del combustible de gas natural, a la administración de la energía hidráulica en el Sureste y Occidente del país, así como a la entrada de centrales eléctricas de ciclo combinado, cogeneración eficiente y los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte, se estima que el sentido del flujo de transmisión será de Norte a Sur, para las Regiones Noroeste, Norte y Noreste, en 2016 a 2020, por las compuertas de flujo Tepic Dos-Mazatlán Dos, Champayán-Güemez y Primero de Mayo-Cañada (ver Anexos, Mapas 5.2.5 al 5.2.8).

Con la entrada de las centrales eléctricas de ciclo combinado en la región Noroeste en 2017-2018, se incrementará la transmisión por las compuertas de flujo Los Mochis-Culiacán-Mazatlán-Tepic. Se ha considerado realizar la conexión del segundo circuito Choacahui-Higuera en la subestación eléctrica Culiacán Poniente para incrementar este límite de transmisión, ya que sin esta obra el límite sería de 1,550 MW.

En el análisis de 2020, se incorporan las obras del proyecto de la central eléctrica de ciclo combinado de la CFE en Mazatlán, y en la actualización del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD que se emitirá el próximo año, se evaluarán las necesidades de refuerzos en caso de la incorporación de más proyectos de generación en el Noroeste del país, y se analizarán los refuerzos de Chihuahua hacia La Laguna.

Por otro lado, la compuerta de flujo Nacozari – Nuevo Casas Grandes opera cerca de su límite de transmisión. En caso de que se presenten otros proyectos de centrales eléctricas en la región norte del estado de Sonora, junto con el proyecto de interconexión entre las regiones Baja California y Noroeste, se evaluará la operación de la red en 400 kV en el siguiente Programa de Ampliación y Modernización de la RNT.

En el periodo 2016 - 2019, el flujo de potencia por las principales compuertas en las regiones del sur del país no presenta problemas de congestión de red. Sin embargo, a partir de 2020 sin la entrada de los proyectos de las centrales eléctricas de Mazatlán y Norte IV se observaría un mayor requerimiento de las centrales eléctricas del sureste del país.

Adicionalmente, un mayor uso del agua y una alta disponibilidad del viento en Oaxaca en el periodo de invierno, así como la incorporación de los proyectos de cogeneración en la región, pudiera provocar que las compuertas de flujo Temascal-Centro+Benito Juárez-Huexca y Puebla-Centro alcancen su límite operativo, donde se tendría un margen de 200 MW.

Por lo anterior, será necesario realizar estudios para minimizar eventualidades de saturación de la red de transmisión, por lo que en el siguiente Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se le estará dando seguimiento a los proyectos de centrales eléctricas de la CFE y otros proyectos de centrales eléctricas en el marco de la LIE, para evaluar la incorporación de red de transmisión con tecnologías de Corriente Directa.

c. Control de voltaje

En el análisis, se detectó que en la región Central en Donato Guerra se presentan altos voltajes debido a los despachos de generación, por lo que es necesaria la adición de elementos de compensación inductiva en la región.

En la región sur de Hermosillo se presentan problemáticas de alto voltaje, debido a que el flujo de transmisión tiene dirección Norte a Sur, desde Guaymas, lo que provoca que las líneas de transmisión entre Guaymas y Hermosillo operen en invierno con flujos muy bajos.

En el siguiente Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD se evaluará el proyecto de interconexión entre la región Baja California y Noroeste, así como elementos adicionales de control de voltaje en la región.

5.3. Límites de transmisión 2015 y 2020

La entrada de las redes asociadas a los proyectos de centrales eléctricas en el Norte, Noroeste y Sureste del país, incrementarán la capacidad de transmisión en las siguientes compuertas de flujo (ver Anexos Mapas 5.3.1 y 5.3.2):

- Oriental–Peninsular.
- Champayán–Güemez.
- Los Mochis–Culiacán.
- Culiacán–Mazatlán.
- Mazatlán–Tepic.
- Moctezuma–Chihuahua.
- Chihuahua–La Laguna+Chihuahua–Río Escondido.
- Temascal–Centro+Benito Juárez–Huesca.
- Interconexión México–Guatemala.

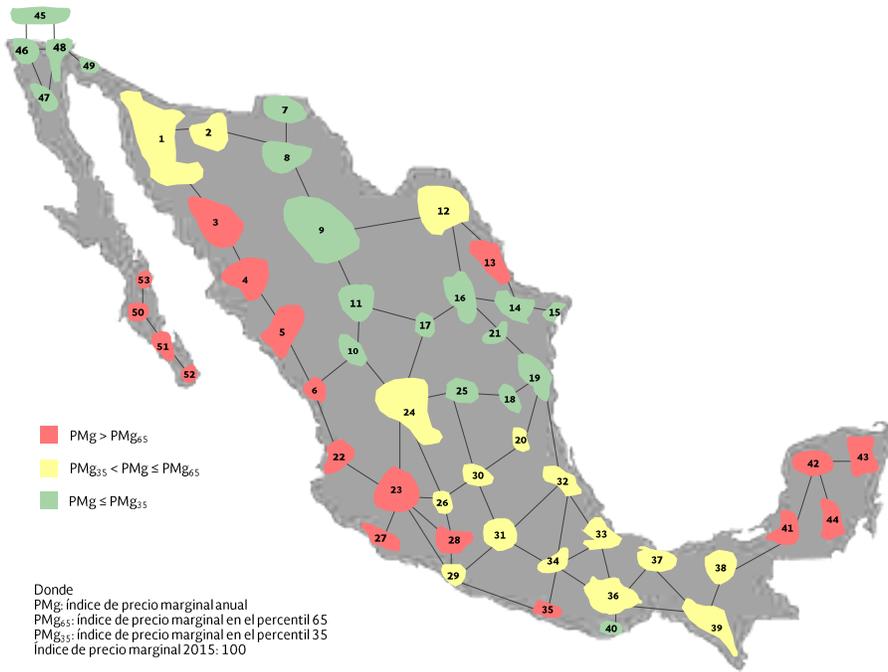
Con el incremento en la capacidad de transmisión se espera alcanzar los siguientes resultados (ver Mapa 5.3.3):

- Disminuir las congestiones en la red asociado a la incorporación de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica futura, principalmente en aquellas regiones deficitarias, con polos de desarrollo industrial y con un importante asentamiento demográfico y comercial en las zonas metropolitanas.
- Reducir el precio marginal de energía, lo cual se traduce en un beneficio para el mercado eléctrico mayorista y para sus participantes, al brindar señales para la toma de decisiones.
- Garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, al considerar nuevos proyectos de ampliación y modernización, así como dar continuidad a los estudios para valorar la expansión de la transmisión en los próximos años.
- Ejecutar transacciones de energía eléctrica entre las regiones y con las fronteras del país, lo cual permite que la red opere dentro de sus límites de capacidad de transmisión.

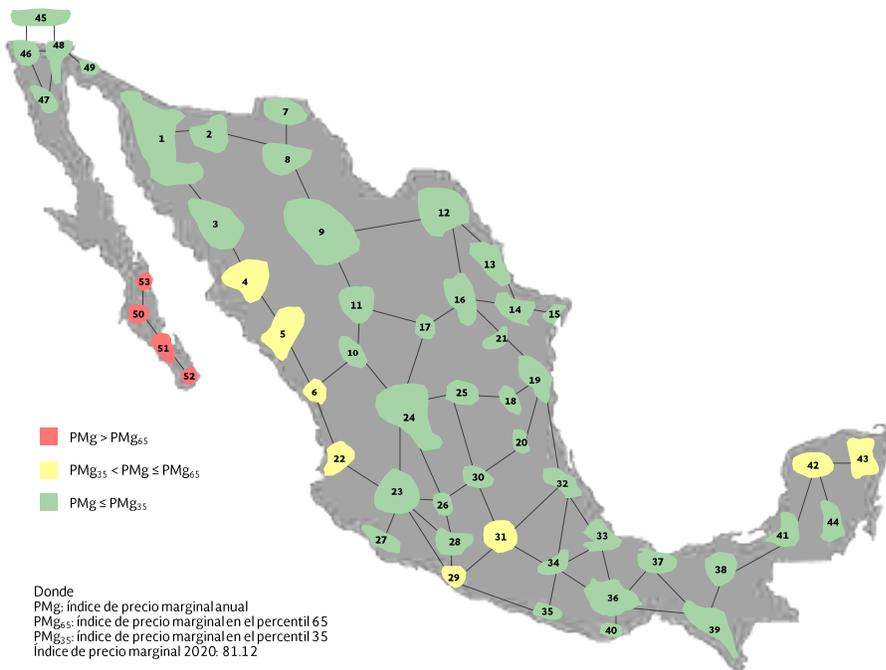
De llevarse a cabo los proyectos de generación detectados en el presente Programa Indicativo y desarrollarse las líneas de transmisión asociadas a dichos proyectos se estima una mejor operación del Sistema Eléctrico Nacional.

MAPA 5.3.3. DISTRIBUCIÓN DE PRECIOS MARGINALES ESTIMADOS POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN
 (Índice Base 2015)

2015



2020



Nota: Precios marginales estimados expresados en base 2015 (ver Anexos Tabla 5.3.1).

Fuente: Elaborado por SENER.

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN (RNT)

La modernización y ampliación de la infraestructura eléctrica nacional, constituye uno de los objetivos nacionales para impulsar el desarrollo económico del país y para alcanzar este objetivo será necesario desarrollar la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica, que permita incorporar tecnologías de generación y con ello incrementar la eficiencia de los procesos de transmisión, distribución y comercialización, además de reducir los costos de operación y las pérdidas de energía eléctrica.

En este orden de ideas, es importante enfatizar que la modernización y expansión estratégica y óptima de la RNT, que permitan llevar la energía eléctrica con calidad y a precios competitivos, requiere de una correcta promoción de la inversión.

Los proyectos de interconexión que se realizaban entre los centros de generación y consumo ubicados en distintas áreas del país se encontraban en función de las decisiones, posibilidades tecnológicas y presupuestales de la CFE, lo que podría implicar que se realizaran obras de corto alcance y a un menor ritmo para cubrir las necesidades de expansión de transmisión en algunas regiones o incluso en la nación.

En el contexto de la Reforma Energética se pretende atender y anticiparse a las necesidades de demanda y oferta de energía eléctrica con mayor celeridad e impulsar el potencial de la RNT como eje estratégico de interconexión del Continente Americano, lo que permitirá constituirse como una plataforma de flujos de energía eléctrica entre las regiones de Norteamérica y Centroamérica. Para ello, se han trazado los siguientes objetivos:

- Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
- Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema aislado de Baja California.
- Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

A su vez, para alcanzar dichos objetivos, se han identificado las siguientes obras:

Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica

- Obras programadas³²: el total de obras de transmisión contemplan una longitud de 24,194 kilómetros-circuito (km-c) de líneas, 64,352 MVA de transformación y 12,090 MVA.
- Obras en estudio³³: análisis de proyectos determinados por la evolución de la oferta y demanda de energía eléctrica del SEN.

Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema aislado de Baja California

- Obras programadas: 2 obras de transmisión Pinacate-Cucapah con 200 km-c y Seis de Abril-Pinacate con 205 km-c.
- Obras en estudio: explorar diversas opciones de obras de transmisión para cerrar la interconexión del SIN y el sistema aislado de Baja California.

Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica

- Obras programadas: líneas de transmisión asociadas a la 2ª Temporada Abierta en Oaxaca, programada para entrar en operación a partir de 2018 e interconectar el SIN y el sistema aislado de Baja California.
- Obras en estudio: explorar diversas opciones, configuraciones y puntos de interconexión con Norteamérica y Centroamérica, de manera que se seleccionen los más viables; entre ellos, la configuración back-to-back.

³² Se refiere a obras plenamente identificadas y por ende, incluidas y descritas en el presente documento, incluso con asignación en PEF; en etapa de licitación y/o construcción.

³³ Se refiere a obras que están siendo evaluadas técnicamente con la finalidad de incluirse en posteriores programas para atender problemáticas que ya se han identificado.

6.1. Ampliación de la Red Nacional de Transmisión para el periodo 2015-2029

Este documento contempla las principales obras de transmisión programadas por el CENACE, las cuales son de carácter indicativo de las necesidades de la RNT. La expansión de la RNT considera el pronóstico de demanda y los proyectos contemplados en el Programa Indicativo referido en el capítulo 4.

Asimismo y de conformidad con el artículo 11 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Secretaría de Energía está facultada para instruir a los Transportistas la ejecución de los proyectos contenidos en los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT.

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 14 del Reglamento de la LIE, la Secretaría de Energía determinará para cada proyecto de ampliación y modernización de la RNT, dentro de los treinta días posteriores a la publicación del PRODESEN 2015-2029, al transportista, la formación de asociación o celebración de un contrato y los lineamientos generales. Para ello, se sujetará a la convocatoria para la formación de 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.

Para el periodo 2015-2029 se estima un monto total de 138,054 millones de pesos para obras de transmisión, transformación y compensación; los cuales se distribuyen de la siguiente manera: 49% en obras de transmisión, 46% transformación y 5% compensación (ver Tablas 6.1.1 y 6.1.2).

La inversión por nivel de líneas de tensión se distribuye de la siguiente manera: 59% para el nivel de 400 kV, 17% para 230 kV y 24% para 161-69 kV de un total de 67,368 millones de pesos (ver Anexos Tablas 6.1.3 a 6.1.5).

El total de obras programadas considera la construcción de 24,599 km-c de líneas, 64,352 MVA de transformación y 12,090 MVA de compensación (ver Anexos, Tablas 6.1.6 a 6.1.8).

TABLA 6.1.1. INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN Y COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN 2015-2024

(Millones de pesos)

Concepto	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
Transmisión	39,660	11,541	16,167	67,368
Transformación	17,239	16,995	28,664	62,899
Compensación	4,612	579	2,597	7,787
Total	61,511	29,115	47,428	138,054

Nota: incluye Programa de Transmisión y Subtransmisión, y excluye modernización y distribución.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.1.2. RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN Y COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN 2015-2024

Concepto	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
Transmisión km-c	9,642	5,331	9,627	24,599
Transformación MVA	25,443	21,721	17,188	64,352
Compensación MVar	7,646	1,133	3,311	12,090

Fuente: CENACE.

6.2. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica

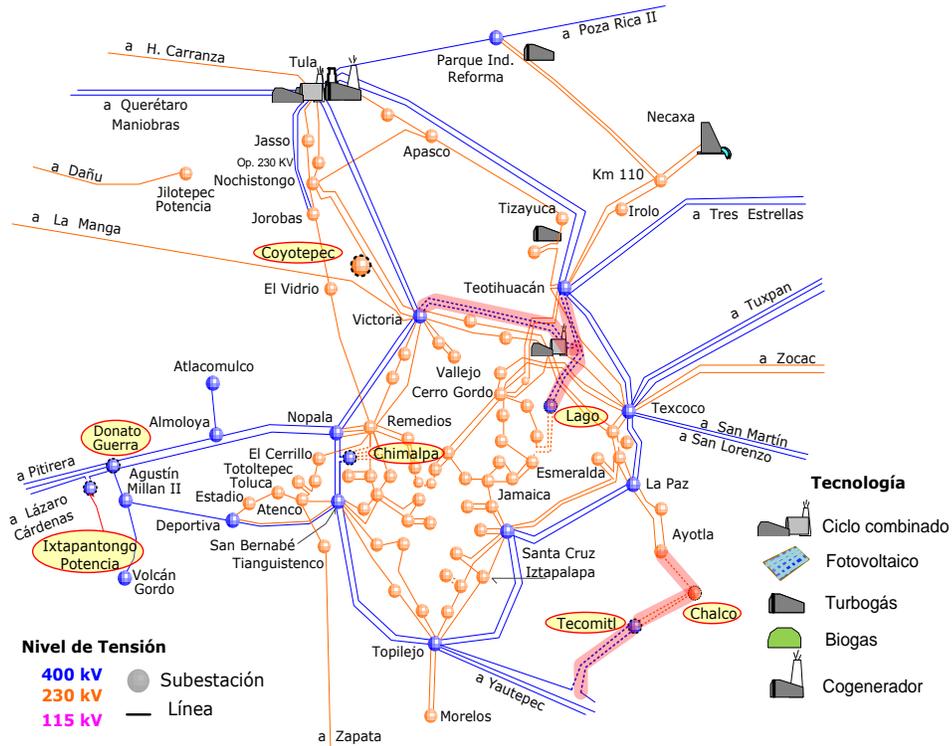
Principales Obras Programadas para la Región Centro

TABLA 6.2.1. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN CENTRO

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	11
	km-c	196.70
Transformación	Obras	6
	Capacidad MVA	2,360
Compensación	Obras	1
	Capacidad MVar	100.0

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.1. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN CENTRAL 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.2. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN CENTRAL 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Ayotla-Chalco ^{1/}	230	2	9.9	jun-15
Teotihuacán-Lago	400	2	52.4	ago-16
Lago entronque Madero-Esmeralda	230	2	29.0	ago-16
Chimalpa II entronque Nopala-San Bernabé	400	2	3.2	ago-16
Chimalpa II entronque Remedio-Águilas	230	4	17.2	ago-16
Tecomitl-Chalco	230	2	14.0	nov-19
Tecomitl entronque Yautepec-Topilejo	400	2	14.0	nov-19
Ixtapantongo Potencia entronque Lázaro Cárdenas- Donato Guerra	400	2	5.0	may-20
Victoria-Valle de México	400	2	50.0	oct-20
Valle de México entronque Teotihuacán- Lago	400	2	1.0	oct-20
Coyotepec entronque Victoria-Nochistongo	230	2	1.0	dic-20
Total			196.7	

^{1/}Tendido del primer circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.3. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN CENTRAL 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Chalco Banco 5	4	T	100.0	230/85	jun-15
Lago Bancos 1 y 2	2	AT	660.0	400/230	ago-16
Chimalpa II Banco 1	4	AT	500.0	400/230	ago-16
Tecomitl Potencia Banco 1	4	AT	500.0	400/230	nov-19
Ixtapantongo Potencia Banco 1	4	T	500.0	400/115	may-20
Coyotepec Banco 1	1	T	100.0	230/85	dic-20
Total			2,360.0		

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.4. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN CENTRAL 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVAr	Fecha de entrada
Donato Guerra MVAr	Reactor	400	100.0	dic-18
Total			100.0	

Obra del PRODESEN 2015

Fuente: CENACE.

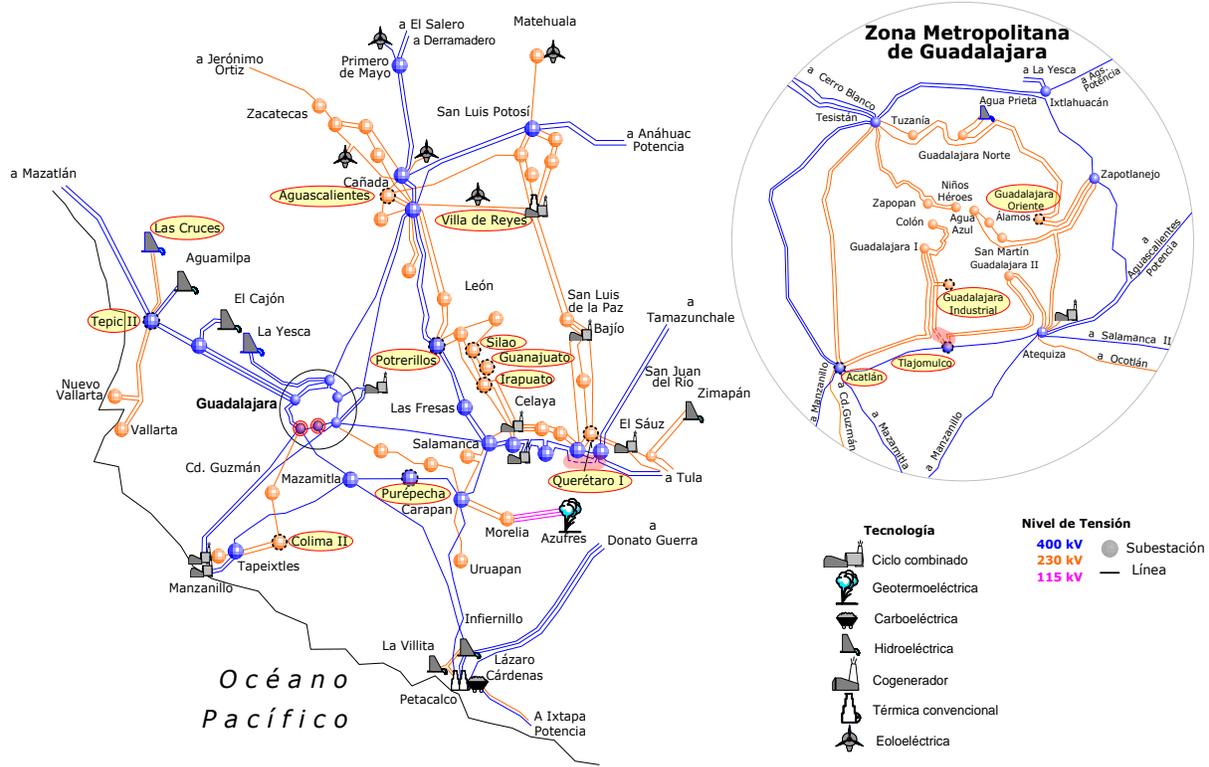
Principales Obras Programadas para la Región Occidental

TABLA 6.2.5. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN OCCIDENTAL

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	25
	km-c	650.6
Transformación	Obras	32
	Capacidad MVA	8,032
Compensación	Obras	59
	Capacidad MVAr	1,312.6

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.2. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN OCCIDENTAL 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.6. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN OCCIDENTAL 2015-2024

Línea 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- Querétaro Potencia ^{1/}	400	1	26.9	nov-16
Tlajomulco entronque Acatlán-Atequiza	400	2	2.0	feb-17
Tlajomulco entronque Colón- Guadalajara II	230	2	5.0	feb-17
Tlajomulco entronque Guadalajara Industrial- Guadalajara II	230	2	5.0	feb-17
Las Cruces -Tepic II	230	1	118.0	sep-18
Guanajuato Potencia entronque Silao Potencia - Irapuato II	230	2	46.3	dic-19
Santa Fe entronque Las Delicias- Querétaro Potencia	230	1	10.0	mar-21
Cerro Blanco - Nuevo Vallarta ^{1/}	230	1	100.0	may-21
Niños Héroes entronque Tesistán -Niños Héroes	230	2	0.2	jun-21
Cajitlán entronque Atequiza -Ocotlán	230	2	4.0	mar-22
Tesistán -Zapopan	230	1	47.2	mar-22

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Niños Héroes -Tesistán	230	1	9.4	mar-22
San José el Alto entronque Querétaro I-Conín	230	2	8.0	abr-22
San José el Alto entronque Conín-El Sauz	230	2	8.0	abr-22
San José el Alto -Querétaro Potencia Maniobras	400	1	72.0	abr-22
Moctezuma Potencia entronque Charcas Potencia - El Potosí	230	2	1.0	feb-23
El Potosí -San Luis II	230	1	18.0	feb-23
Tarímbaro entronque Carapan -Morelia	230	2	32.0	mar-23
Uruapan Potencia-Pátzcuaro Potencia ^{1/}	230	2	60.0	mar-23
Tapeixtles Potencia-Tecomán ^{2/}	230	1	46.6	sep-23
Guzmán Potencia entronque Colima II-Cd. Guzmán	230	2	20.0	oct-23
Guzmán Potencia entronque Tapeixtles-Mazamitla	400	2	2.0	oct-23
Soyatal entronque Cañada - Zacatecas II	230	2	2.0	may-24
Coinan Potencia entronque Atequiza -Salamanca II	400	2	6.0	oct-24
Total			650.6	
Obra del PRODESEN 2015				

^{1/} Tendido del primer circuito. ^{2/}Tendido del segundo circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.7. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN OCCIDENTAL 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Acatlán Banco 5 Sustitución	1	AT	100	230/115	sep-15
Tepic II Banco 5	3	AT	100	230/115	oct-15
Purépecha	4	T	500	400/115	sep-16
Tlajomulco Banco 1	4	AT	500	400/230	feb-17
Silao Potencia Banco 3	3	AT	100	230/115	abr-18
Querétaro I Banco 1 Sustitución	3	AT	225	230/115	abr-18
Las Cruces Banco 1	4	AT	133	230/115	abr-18
Villa de Reyes Banco 2	4	AT	300	230/115	oct-18
Irapuato II Banco 3	3	AT	100	230/115	dic-18
Potreros Banco 4	4	T	500	400/115	abr-19
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	300	230/69	abr-19
Aguascalientes Oriente Banco 2	3	AT	225	230/115	abr-19
Colima II Banco 3	3	AT	100	230/115	dic-19
Guanajuato Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	dic-19
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375	400/230	abr-21
Cerro Blanco Banco 1	4	AT	500	400/230	may-21
Niños Héroes Banco 3	3	T	100	230/69	jun-21
Ciudad Guzmán Banco 3	3	AT	100	230/115	oct-21
Salamanca II Banco 2 Sustitución	4	T	500	400/115	nov-21
Cajititlán Banco 2	4	T	133	230/115	mar-22

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
San José el Alto Banco 1	4	AT	500	400/230	abr-22
Valle de Tecomán Banco 1	3	AT	100	230/115	sep-22
Aguascalientes Potencia Banco 4	3	T	375	400/115	feb-23
Moctezuma Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	feb-23
Tarímbaro Banco 1	4	AT	133	230/115	mar-23
Pátzcuaro Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	mar-23
Calera II Banco 3	3	AT	100	230/115	mar-23
Colomo Banco 2	3	AT	100	230/115	sep-23
Valle de Tecomán Banco 2	4	AT	133	230/115	sep-23
Guzmán Potencia Banco 1	4	AT	500	400/230	oct-23
Soyatal Banco 1	4	AT	300	230/115	may-24
Coinán Potencia Banco 1	4	T	500	400/115	oct-24
Total			8,032		
Obra del PRODESEN 2015					

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.8. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN OCCIDENTAL 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Abasolo I MVar	Capacitor	115	30	feb-15
Peñitas MVar	Capacitor	115	7.5	oct-15
Vallarta III MVar	Capacitor	115	15	ene-16
Nuevo Vallarta MVar	CEV	230	50/150 Ind./Cap.	ene-16
San Agustín MVar	Capacitor	69	18	mar-16
Miravalle MVar	Capacitor	69	18	mar-16
Castillo MVar	Capacitor	69	24.3	mar-16
Mojonera MVar Ampliación	Capacitor	69	10	mar-16
Penal MVar Ampliación	Capacitor	69	12.2	mar-16
Aeroespacial MVar	Capacitor	115	15	mar-16
Salamanca II MVar Traslado	Reactor	400	50	oct-16
Salamanca II MVar	Reactor	400	50	oct-16
Lagos MVar	Capacitor	115	15	abr-18
Río Grande MVar	Capacitor	115	15	abr-18
Santa Fe II MVar	Capacitor	115	15	abr-18
Guanajuato MVar	Capacitor	115	15	abr-18
Querétaro Oriente MVar	Capacitor	115	22.5	abr-18
Cerro Hueco MVar	Capacitor	69	5	abr-18
Buenavista MVar	Capacitor	115	22.5	abr-18
La Fragua MVar	Capacitor	115	22.5	abr-18

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVAR	Fecha de entrada
Dolores Hidalgo MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-18
La Griega MAVr	Capacitor	115	22.5	abr-18
Flamingos MVAR	Capacitor	115	15	may-18
San Luis Industrias MVAR	Capacitor	115	22.5	oct-18
La Pila MVAR	Capacitor	115	30	oct-18
Zapotiltic MVAR	Capacitor	115	15	abr-19
Colima II MVAR	Capacitor	115	30	abr-19
Fresnillo Norte MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-19
Zacatecas II MVAR	Capacitor	115	30	abr-19
Tlaltenango MVAR	Capacitor	115	15	abr-19
Arandas MVAR	Capacitor	115	22.5	abr-19
Ciudad Hidalgo MVAR	Capacitor	115	12.5	abr-19
Crucero MVAR	Capacitor	115	9	abr-19
San Juan de Los Lagos II MVAR	Capacitor	115	30	oct-19
Tecolapa (Maniobras) MVAR	Capacitor	115	7.5	ene-20
Pénjamo MVAR	Capacitor	115	30	mar-20
Pátzcuaro Norte MVAR	Capacitor	115	15	mar-20
México MVAR	Capacitor	69	24.3	abr-20
Puerto Interior MVAR	Capacitor	115	20	abr-20
Guanajuato Sur MVAR	Capacitor	115	15	abr-20
Bolaños MVAR	Capacitor	115	5	abr-20
Loreto MVAR	Capacitor	115	15	abr-20
San Idelfonso MVAR	Capacitor	115	25	abr-20
San Juan del Río Oriente MVAR	Capacitor	115	20	abr-20
Tequisquiapan MVAR	Capacitor	115	20	abr-20
Celaya III MVAR	Capacitor	115	22.5	may-20
Potrerrillos MVAR	Capacitor	115	15	may-20
San Clemente MVAR	Capacitor	115	7.5	jul-20
Sayula MAVAr	Capacitor	115	7.5	dic-20
La Estrella MVAR	Capacitor	115	7.5	dic-20
Laguna Seca MVAR	Capacitor	115	30	mar-21
Tarimbaro MVAR	Capacitor	115	30	mar-22
El Sauz MVAR	Capacitor	115	30	mar-22
Bañón MVAR	Capacitor	115	7.5	may-22
Fresno 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
Morelia Potencia MVAR	Capacitor	115	30	sep-24
Total			1,312.6	
Obra del PRODESEN 2015				

Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador estático de Var.

Fuente: CENACE.

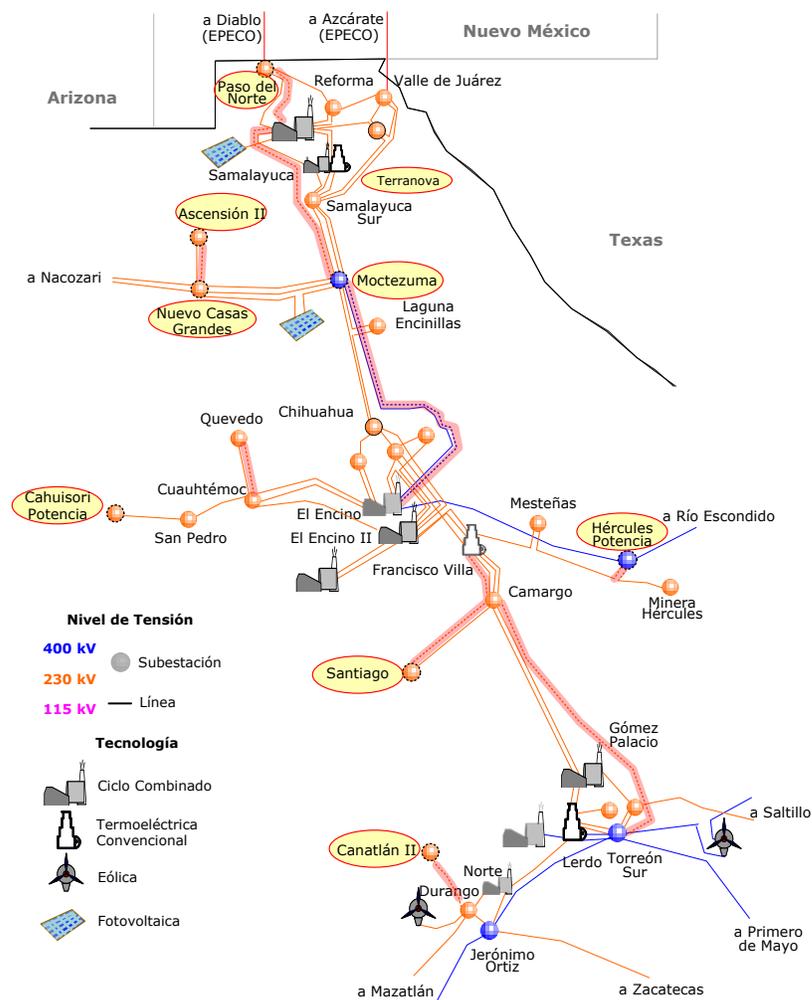
Principales Obras Programadas para la Región Norte

TABLA 6.2.9. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN NORTE

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	16
	km-c	1,421.3
Transformación	Obras	14
	Capacidad MVA	3,317
Compensación	Obras	22
	Capacidad MVar	826.6

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.3. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORTE 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.10. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORTE 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Durango II- Canatlán II Potencia ^{1/}	230	2	1.8	dic-15
Hércules Potencia entronque Mesteñas -Minera Hércules	230	2	2	mar-16
Cauhtémoc II-Quevedo ^{2/}	230	2	92.7	abr-17
Cereso - Terranova ^{1/}	230	2	13.1	may-17
Cereso entronque Samalayuca II- Paso del Norte	230	2	3.6	may-17
Cereso entronque Samalayuca - Reforma L1	230	2	2	may-17
Cereso entronque Samalayuca -Reforma L2	230	2	2	may-17
Cereso- Moctezuma ^{1/ 3/}	400	2	158.7	nov-17
Moctezuma -El Encino ^{2/}	400	2	207	sep-18
Camargo II-Santiago II ^{1/}	230	2	120	abr-19
Nueva Casas Grandes II-Ascensión II	230	1	62.9	jun-19
Lerdo - Torreón Sur	400	2	70	abr-20
Torreón Sur -Primero de Mayo ^{1/}	400	2	250	abr-20
Paso del Norte - Cereso ^{1/}	230	2	35	jun-20
Camargo II-Torreón Sur ^{1/ 3/}	400	2	330	oct-20
Francisco Villa- Camargo II ^{2/ 3/}	400	2	70.5	oct-20
Total			1,421.30	

^{1/}Tendido del primer circuito. ^{2/}Tendido del segundo circuito. ^{3/}Operación inicial 230 kV.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.11. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN NORTE 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Santiago II Banco 2	3	AT	100	230/115	dic-15
Cahuisori Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	dic-15
Canatlán II Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	dic-15
Hércules Potencia Banco 1	4	AT	300	400/230	mar-16
Moctezuma Banco 4	4	AT	300	230/115	abr-16
Quevedo Banco 2	3	AT	100	230/115	abr-17
Cauhtémoc II Banco 3	1	AT	100	230/115	abr-17
Moctezuma Bancos 5 y 6	7	AT	875	400/230	sep-18
Chihuahua Norte Banco 5	3	AT	100	230/115	abr-19
Terranova Banco 2	3	AT	300	230/115	abr-19
Ascensión II Banco 2	3	AT	100	230/115	jun-19
Francisco Villa Banco 3	3	AT	100	230/115	abr-20
Torreón Sur Banco 5 ^{2/}	3	T	375	400/230	abr-19
Paso del Norte Banco 2	3	AT	300	230/115	jun-20
Total			3,317.00		
Obra del PRODESEN 2015					

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador. ^{2/}Entrada con Proyecto de Generación de Norte IV.

Fuente: CENACE.

**TABLA 6.2.12. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN
REGIÓN NORTE 2015-2024**

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Nueva Holanda MVar	Capacitor	115	15.0	mar-15
Sombrero MVar	Capacitor	115	7.5	may-15
Divisadero MVar	Capacitor	115	7.5	may-16
Terranova MVar	Capacitor	115	30.0	jun-18
Moctezuma MVar	Reactor	400	100.0	sep-18
Industrial MVar	Capacitor	115	30.0	may-19
Patria MVar	Capacitor	115	30.0	may-19
Namiquipa MVar	Capacitor	115	7.5	jun-19
Tres Manantiales MVar	Capacitor	115	7.5	abr-20
División del Norte MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20
Boquilla MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20
Paso del Norte MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20
Chihuahua Planta MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20
Torreón Sur MVar	Reactor	400	100.0	abr-20
La Cuesta MVar	Capacitor	115	30.0	jun-20
Zaragoza MVar	Capacitor	115	30.0	jun-20
San Ignacio MVar	Capacitor	115	15.0	jun-20
Torres MVar	Capacitor	115	30.0	jun-20
Carolinas MVar	Capacitor	115	7.5	jun-20
Camargo II MVar	Reactor	230	133.3	oct-20
Torreón Sur MVar	Reactor	230	133.3	oct-20
Madera MVar	Capacitor	115	7.5	jun-21
Total			826.6	

Fuente: CENACE.

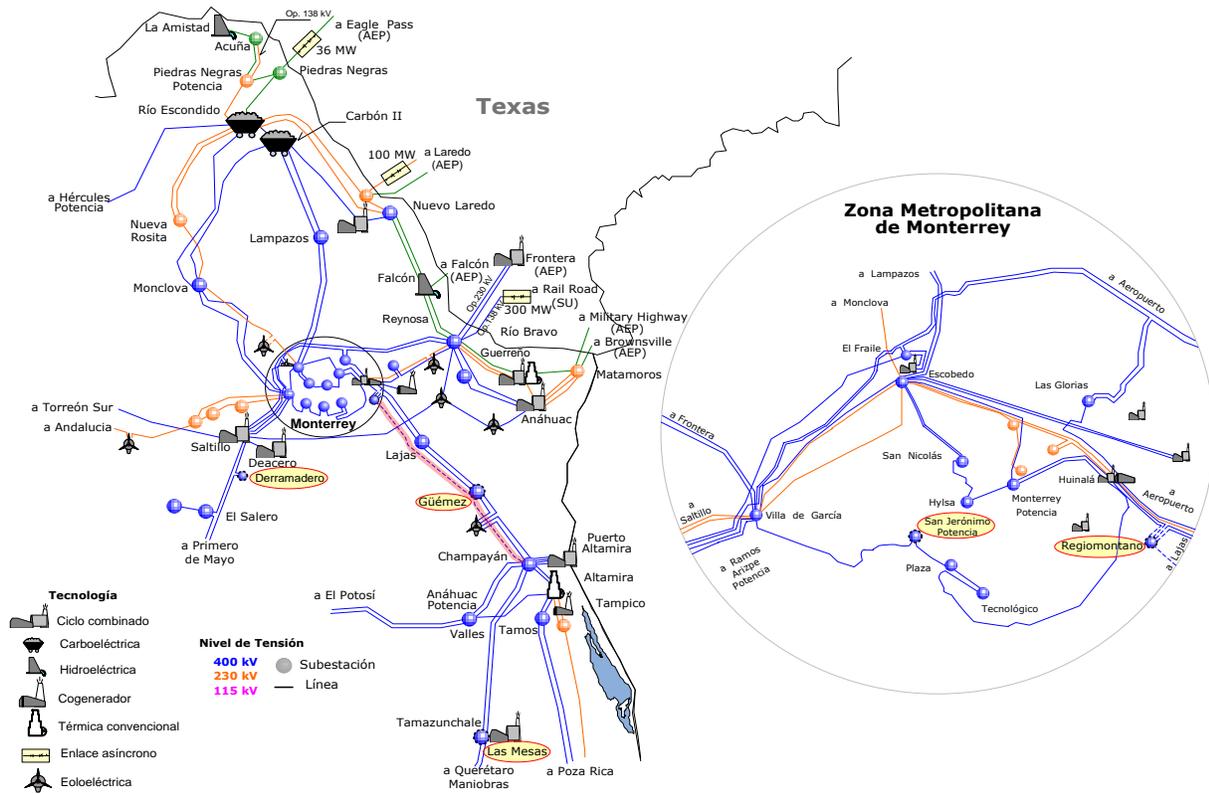
Principales Obras Programadas para la Región Noreste

**TABLA 6.2.13. OBRAS E INDICADORES 2015-
2024, REGIÓN NORESTE**

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	7
	km-c	589.7
Transformación	Obras	12
	Capacidad MVA	4,133
Compensación	Obras	12
	Capacidad MVar	561.5

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.4. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORESTE 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.14. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NORESTE 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Regiomontano entronque Huinalá-Lajas L1	400	2	27.4	mar-16
Regiomontano entronque Huinalá-Lajas L2	400	2	28.6	abr-16
Güémez-Regiomontano ^{1/}	400	2	231.5	abr-16
Champayán-Güémez ^{1/}	400	2	178.8	abr-16
Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia -Primero de Mayo	400	2	10.4	may-17
El Fraile- Ramos Arizpe Potencia L1 y L2	400	2	109.0	jun-18
El Fraile entronque Las Glorias-Villa de García	400	2	4.0	jun-18
Total			589.7	

^{1/}Tendido del primer circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.15. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN NORESTE 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Regiomontano Banco 1	4	T	500.0	400/115	mar-16
Güémez Banco 1 Sustitución	3	T	225.0	400/115	may-16
Derramadero Banco 1	4	T	500.0	400/115	mar-17
Las Mesas Banco 1	4	T	133.0	400/115	may-17
Nava sustitución Bancos 1 y 2	4	AT	300.0	230/138	jul-19
San Jerónimo Potencia Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-20
Las Glorias Banco 2	3	T	375.0	400/115	may-21
Regiomontano Banco 2	3	T	375.0	400/115	may-23
Puerto Altamira Banco 2	3	T	375.0	400/115	may-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
Total			4,133.0		

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.16. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN NORESTE 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Champayán MVar	Reactor	400	62.0	abr-16
Güémez MVar	Reactor	400	100.0	abr-16
Libertad MVar	Capacitor	115	7.5	may-16
Regidores MVar	Capacitor	115	22.5	jun-16
Tamazunchale MVar	Capacitor	115	7.5	oct-16
Campestre MVar	Capacitor	138	30.0	ene-17
Derramadero MVar	Reactor	400	75.0	mar-17
Tancol MVar	Capacitor	115	15.0	abr-17
Acuña Dos MVar	Capacitor	138	27.0	jun-17
Jiménez MVar	Capacitor	115	7.5	may-18
San Fernando MVar	Capacitor	115	7.5	may-19
Arroyo del Coyote MVar	CEV	138	0.0/200 Ind./Cap.	may-19
Total			561.5	
Obra del PRODESEN 2015				

Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador estático de Var.

Fuente: CENACE.

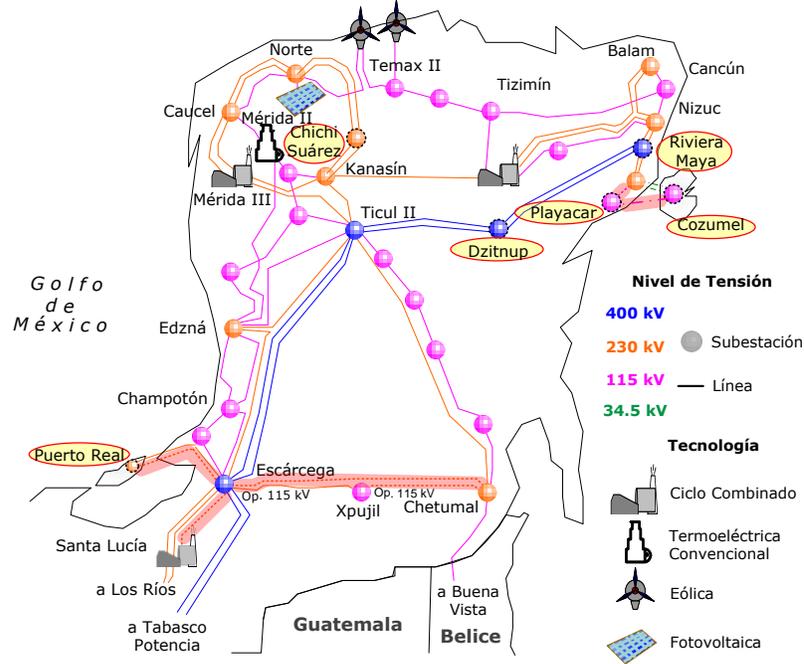
Principales Obras Programadas para la Región Peninsular

TABLA 6.2.17. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN PENINSULAR

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	17
	km-c	1,034.5
Transformación	Obras	6
	Capacidad MVA	1,945.0
Compensación	Obras	12
	Capacidad MVar	869.2

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.5. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN PENINSULAR 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.18. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN PENINSULAR 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Dzitnup entronque Ticul II-Valladolid	400	2	1.2	ene-15
Ticul II-Dzitnup	400	2	1.4	ene-15
Rivera Maya entronque Valladolid-Nizuc y Valladolid-Playa del Carmen	400	2	1	ene-15
Dzitnup entronque Valladolid-Nizuc y Valladolid-Playa del Carmen	400	2	2.4	ene-15
Rivera Maya entronque Valladolid-Nizuc	230	2	2.6	ene-15
Rivera Maya entronque Valladolid-Playa del Carmen	230	2	0.8	ene-15
Puerto Real-Carmen	115	2	38.8	ene-16
Puerto Real - Carmen (Línea Provisional)	115	2	26.8	ene-16
Xpujil-Xul Ha ^{4/}	230	2	208	feb-17
Escárcega Potencia -Xpujil ^{2/}	230	2	159	feb-17
Escárcega Potencia -SabancuyII ^{2/}	230	2	63	mar-18
Playacar -Chankanaab II	115	1	25	abr-18
Playa del Carmen- Playacar	115	1	2.5	abr-18
Chichí Suárez entronque Norte-Kanasín Potencia	230	4	6	abr-20
Santa Lucía - Escárcega Potencia ^{1/}	230	2	160	abr-20
Valladolid -Tulum ^{3/}	400	2	210	may-22
Tulum-Playa del Carmen	230	2	126	may-22
Total			1,034.50	

Obra del PRODESEN 2015

^{1/}Tendido del primer circuito. ^{2/}Tendido del segundo circuito. ^{3/}Operación inicial 230 kV. ^{4/}Operación Inicial 115 kV.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.19. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN PENINSULAR 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Rivera Maya Banco 1	4	AT	500	400/230	ene-15
Rivera Maya Banco 2	4	T	500	400/115	ene-15
Sabancuy II Banco 3	4	AT	300	230/115	mar-18
Chankanaab II Bancos 3 y 4	2	T	120	115/34.5	abr-18
Chichi Suárez Banco 1	3	AT	225	230/115	abr-20
Tulum Banco 1	4	AT	300	230/115	may-22
Total			1,945.00		

Obra del PRODESEN 2015

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.20. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN PENINSULAR 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Dzitnup MVar	Reactor	400	144.6	ene-15
Rivera Maya MVar	Reactor	400	116.6	ene-15
Carmen MVar	CEV	115	15/50 Ind./Cap.	dic-15
Escárcega Potencia MVar	Reactor	230	24	feb-17
Xul Ha MVar	Reactor	230	24	feb-17
Yalku MVar	Capacitor	115	15	jun-17
Tulum MVar	Capacitor	115	15	abr-18
Riviera Maya MVar	CEV	400	90/300 Ind./Cap.	abr-20
Valladolid MVar	Capacitor	115	30	may-21
Xul Ha MVar	Capacitor	115	7.5	mar-24
Chetumal Norte MVar	Capacitor	115	7.5	mar-24
Lerma MVar	Capacitor	115	30	sep-24
Total			869.2	

Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador estático de Var.

Fuente: CENACE.

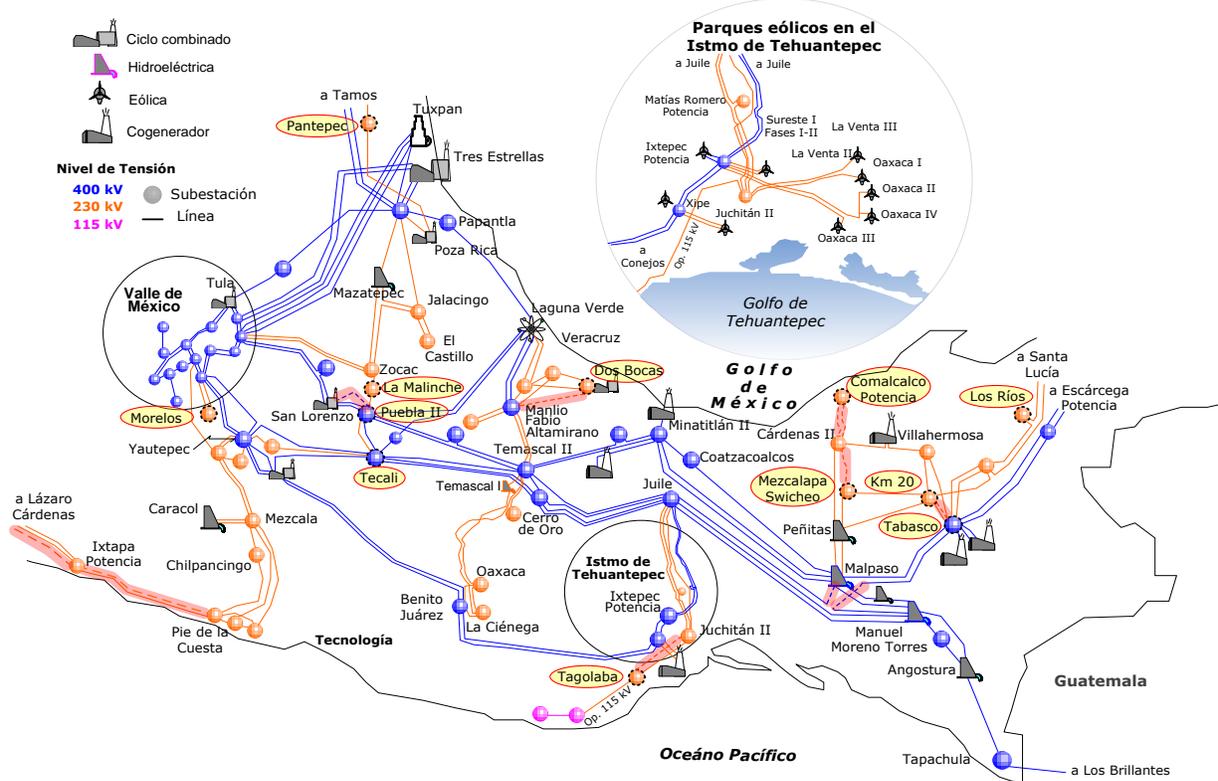
Principales Obras Programadas para la Región Oriental

TABLA 6.2.21. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN ORIENTAL

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	28
	km-c	2,606.0
Transformación	Obras	21
	Capacidad MVA	7,000.0
Compensación	Obras	26
	Capacidad MVar	3,244.5

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.6. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN ORIENTAL 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.22. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN ORIENTAL 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Cárdenas II entronque Cárdenas II-Comalcalco Oriente	230	2	3.4	may-15
Comalcalco Potencia entronque Cárdenas II-Comalcalco Oriente	230	2	2	may-15
Mezcalapa Switchco -Cárdenas II	2	1	44.9	may-15
Ixtapa Potencia -Pie de la Cuesta ^{2/}	400	2	207.7	jul-15
La Malinche entronque Puebla II-Zocac	230	2	4.8	ago-15
Chilpancingo Potencia -Tlapa	115	1	107.1	oct-15
Tlacotepec- Pinotepa Nacional	115	1	77	abr-16
Manuel Moreno Torres- Tabasco Potencia	400	2	2	jun-16
Angostura-Tapachula Potencia ^{2/}	400	2	193.5	oct-17
Xipe-Benito Juárez	400	2	437.4	nov-17
Xipe-Ixtepec Potencia	400	2	50.4	nov-17
Benito Juárez -Oaxaca Potencia	230	1	25	nov-17
Benito Juárez-La Ciénega	230	1	8	nov-17
Huexca entronque Tecali -Yautepec Potencia	400	2	3.8	nov-17
Benito Juárez -Huexca	400	2	653.2	nov-17
Chicoasén II entronque Manuel Moreno Torres-Malpaso Dos	400	2	8	nov-17
Puebla Dos-Lorenzo Potencia ^{1/}	400	2	13	abr-19
Manilo Fabio Altamirano- Dos Bocas ^{1/}	230	2	17.5	may-19
Lázaro Cárdenas Potencia- Ixtapa Potencia ^{2/}	400	2	74.8	sep-19
Tagolaba -Juchitán II ^{2/}	230	2	44	abr-20
Tenosique-Los Ríos	400	2	52	dic-22
Tehuacán Potencia entronque Temascal II- Tecali	400	2	36	jul-23
Paso de la Reina -Benito Juárez	230	2	220	oct-23
Barra Vieja entronque Pie de la Cuesta- Los Amates	230	2	68	oct-23
Nuevo Guerrero entronque Pie de la Cuesta-Los Amates	230	2	34	oct-23
Mezcala-Zapata	230	1	125	oct-23
Omitlán entronque Mezcala- Los Amates	230	2	34	oct-23
Omitlán -Guerrero	230	1	60	oct-24
Total			2,606.00	

^{1/}Tendido del primer circuito. ^{2/}Tendido del segundo circuito. ^{3/}Operación inicial 230 kV. ^{4/}Operación Inicial 115 kV.
Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.23. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN ORIENTAL 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación
Comalcalco Potencia Banco 1	4	AT	300	230/115
La Malinche Banco 1	4	AT	300	230/115
Pantepec Banco 2	3	AT	100	230/115
Kilómetro Veinte Banco 2	3	AT	225	230/115
Tecali Banco 3	3	AT	225	400/230
Puebla Dos Banco 4	4	AT	300	400/230
Xipe Bancos 1, 2 y 3	10	AT	1,250	400/230
Xipe Bancos 4 y 5	7	T	875	400/115
Benito Juárez Banco 1	4	AT	500	400/230
Morelos Banco 3	4	AT	300	230/115
Dos Bocas Banco 7	4	AT	300	230/115
Los Ríos Banco 2	3	AT	100	230/115
Tagolaba Bancos 1 y 2	7	AT	233	230/115
Mezcalapa Switchero Banco 1	4	AT	133	230/115
Ixtapa Potencia Banco 2	3	AT	100	230/115
Angostura Banco 7	3	T	225	400/115
Tehuacán Potencia Banco 1	4	T	500	400/115
Barra Vieja Banco 1	4	AT	300	23/115
Paso de la Reina Banco 1	4	AT	300	230/115
Nuevo Guerrero Banco 2	4	AT	300	230/115
Guerrero Banco 1	4	AT	133	230/115
Total			7,000	
Obra del PRODESEN 2015				

^{1/} AT: Autotransformador, T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.24. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN ORIENTAL 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVAR	Fecha de entrada
Fortín MVAR	Capacitor	115	15	mar-15
Córdoba I MVAR	Capacitor	115	15	mar-15
Esfuerzo MVAR	Capacitor	115	15	abr-15
Villahermosa II MVAR	Capacitor	115	22.5	may-15
Ciudad Industrial MVAR	Capacitor	115	15	may-15
Teapa MVAR	Capacitor	115	15	may-15
Atlapexco MVAR	Capacitor	115	15	sep-15
Molango MVAR	Capacitor	115	7.5	sep-15
Tlapa MVAR	Capacitor	115	7.5	oct-15
Malpaso Dos MVAR	Reactor	400	100	jun-16
Ometepec MVAR	Capacitor	115	7.5	jun-16
Las Trancas MVAR	Capacitor	115	15	oct-16
Xipe MVAR	Reactor	400	316.6	nov-17
Benito Juárez MVAR	Capacitor Serie	400	1,474.6	nov-17
Benito Juárez MVAR	CEV	400	300/300 ind./Cap.	nov-17
Benito Juárez MVAR	Reactor	400	383.3	nov-17
Martínez de la Torre III MVAR	Capacitor	115	15	dic-17
Huimanguillo MVAR	Capacitor	115	7.5	feb-19
Esperanza MVAR	Capacitor	115	15	feb-19
Paraíso MVAR	Capacitor	115	15	abr-19
Tlaxiaco MVAR	Capacitor	115	7.5	dic-20
Tabasquillo MVAR	Capacitor	115	15	feb-21
Tapachula Potencia MVAR	Reactor	400	100	dic-21
Tihuatlán II MVAR	Capacitor	115	15	abr-23
Ixhualtán MVAR	Capacitor	115	15	abr-23
Tuxpan II MVAR	Capacitor	115	15	abr-23
Total			3,244.5	
Obra del PRODESEN 2015				

Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador estático de Var.
Fuente: CENACE.

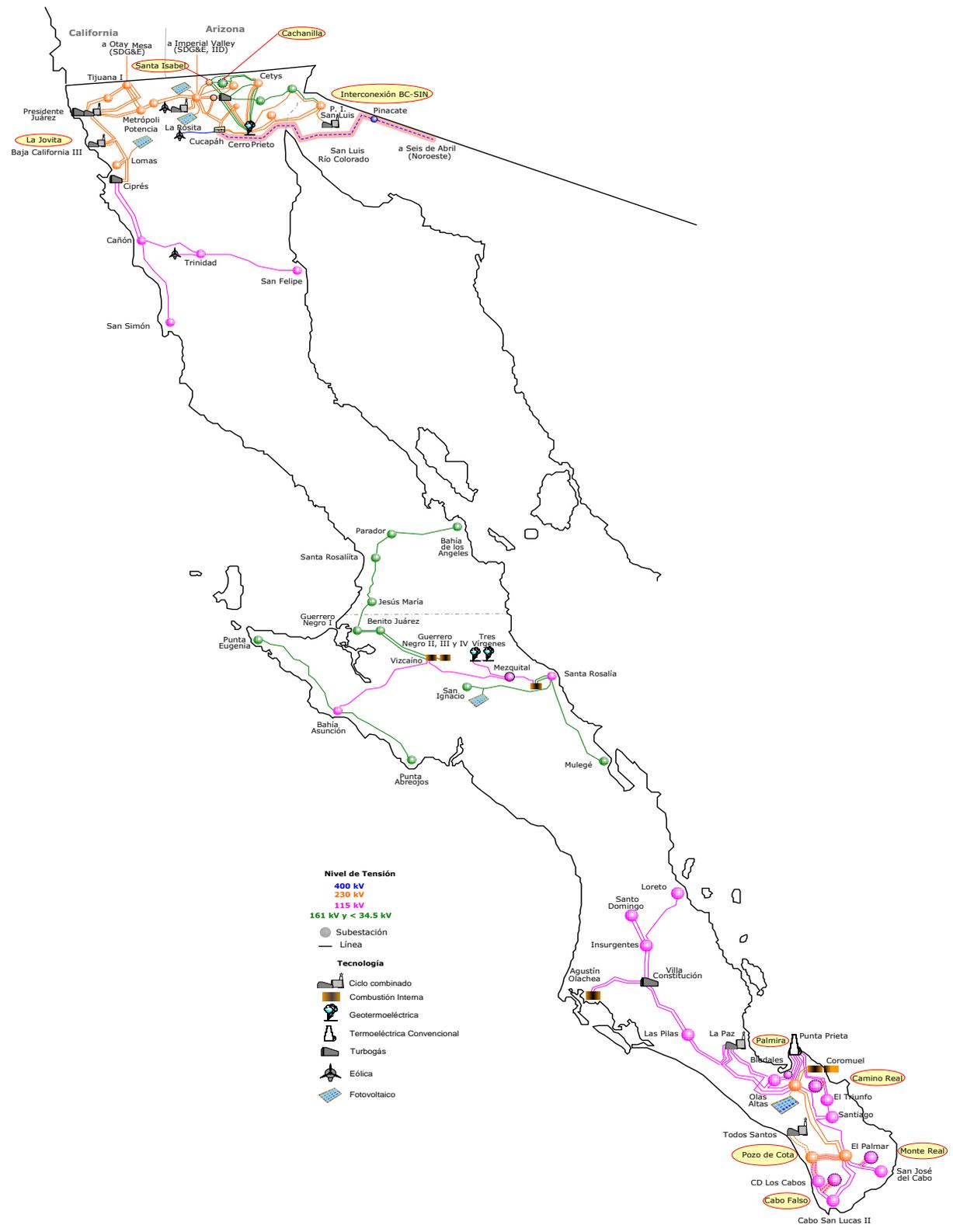
Principales Obras Programadas para la Región Baja California

**TABLA 6.2.25. OBRAS E INDICADORES
2015-2024, REGIÓN BAJA CALIFORNIA**

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	21
	km-c	521.30
Transformación	Obras	14
	Capacidad MVA	1,693
Compensación	Obras	12
	Capacidad MVAr	209.60

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.7. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN BAJA CALIFORNIA 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.26. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN BAJA CALIFORNIA 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Cachanilla entronque Santa Isabel- Río Nuevo	161	2	3	jun-15
Santa Isabel entronque La Rosita - Wisteria	230	2	16	jun-15
Santa Isabel - Mexicali II ^{1/}	161	2	13.6	jun-15
La Jovita entronque Presidente Juárez -Ciprés ^{1/2/}	230	4	18.6	feb-16
Santa Isabel-Mexicali II ^{2/}	161	2	13.5	abr-16
Mexicali II-Tecnológico	230	2	20	abr-17
González Ortega entronque Mexicali II-Ruiz Cortines	161	2	12	abr-17
Ejido San Luis entronque Chapultepec-Parque Industrial ^{1/2/}	230	4	6.4	oct-18
Ejido San Luis entronque San Luis Rey-Parque Industrial ^{3/}	230	4	6.4	oct-18
Cerro Prieto III entronque La Rosita- Cerro Prieto II	230	2	2	abr-19
Sánchez Taboada entronque La Rosita- Cerro Prieto II ^{2/}	230	2	9	abr-19
Cucapáh - Cerro Prieto II ^{2/}	230	2	20	abr-19
Cucapáh entronque Wisteria -Cerro Prieto II	230	4	4	abr-19
Pinacate- Cucapáh ^{1/}	400	2	200	abr-19
La Jovita entronque Presidente Juárez -Lomas ^{3/}	230	4	18.4	abr-19
Chapultepec - Kilómetro Cuarenta y Tres ^{1/}	230	2	11	jun-21
Kilómetro Cuarenta y Tres- El Arrajal ^{1/}	230	2	120	jun-21
Ejido San Luis entronque Ruiz Cortines - Parque Industrial	230	2	6.4	oct-22
Ruiz Cortines entronque Ejido San Luis -Hidalgo	230	2	6	oct-22
Cerro Prieto I - Cerro Prieto IV	161	1	6	abr-23
Cucapáh -Sánchez Taboada ^{2/}	230	2	9	abr-23
Total			521.3	

^{1/} Tendido del primer circuito. ^{2/}Tendido del segundo circuito. ^{3/}Tendido del tercer y cuarto circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.27. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN BAJA CALIFORNIA 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Cachanilla Banco 1	1	T	40	161/13.8	jun-15
Santa Isabel Banco 3	4	AT	300	230/161	jun-15
Santa Isabel Banco 4	4	AT	300	230/161	abr-16
Cucapáh	3	EA	300	400/230	abr-19
Cachanilla Banco 2	1	T	40	161/13.8	abr-20
Centenario Banco 2	1	T	40	230/13.8	abr-21
Kilómetro Cuarenta y Tres Banco 1	1	T	40	230/13.8	abr-21
El Arrajal Banco 1	1	AT	133	230/13.8	abr-21
Carranza Banco 2	1	T	40	161/13.8	abr-21
Mexicali Oriente Banco 3	1	T	40	161/13.8	jun-21
Ruiz Cortines Banco 3	4	AT	300	230/161	oct-22
González Ortega Banco 3	4	T	40	161/13.8	abr-23
San Luis Rey Banco 2	1	T	40	230/13.8	abr-23
Valle de Puebla Banco 2	1	T	40	230/13.8	abr-23
Total			1,693.00		

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador; EA: Estación Asíncrona.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.28. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN BAJA CALIFORNIA 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
San Simón MVar	Capacitor	115	7.5	abr-17
Centro MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17
Mexicali II MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17
González Ortega MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17
Hidalgo MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17
Packard MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17
Guerrero MVar	Capacitor	69	16.0	abr-17
México MVar	Capacitor	69	16.0	abr-17
Ojos Negro MVar	Capacitor	69	8.1	abr-19
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
Total			209.6	
Obra del PRODESEN 2015				

Fuente: CENACE.

Principales Obras Programadas para la Región Baja California Sur

TABLA 6.2.29. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	16
	km-c	416.9
Transformación	Obras	9
	Capacidad MVA	810.0
Compensación	Obras	10
	Capacidad MVar	115.0

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.30. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Cabo Falso entronque Central Diésel Los Cabos - Cabo San Lucas II	115	2	0.2	jun-15
Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo -San José del Cabo	115	2	4.6	abr-16
Camino Real entronque Punta Prieta II- El Triunfo	115	2	2	abr-16
Pozo de Cota - El Palmar	230	2	54	abr-18
Pozo de Cota -Central Diésel Los Cabos	115	2	14	abr-18
Datilito (San Juan de la Costa) Derivación Olas Atlas	115	2	70	jul-18
Derivación Olas Atlas -Olas Atlas ^{1/}	115	2	0.1	jul-18
Derivación Olas Atlas -Bledales ^{1/}	115	2	6	jul-18
Datilito (San Juan de la Costa) Derivación Olas Atlas	115	2	70	jul-18
Todos Santos -Olas Atlas	230	2	120	oct-18
Aeropuerto Los Cabos entronque Cabo San Lucas II- El Palmar	115	2	10	jun-20
Aeropuerto Los Cabos - Los Cabos ^{1/}	115	2	18	jun-20
Aeropuerto Los Cabos -Pozo de Cota ^{1/}	115	2	23	jun-20
Libramiento San José entronque El Palmar Olas Atlas	230	2	2	jun-21
Libramiento San José entronque El Palmar- San José del Cabo	115	2	20	jun-21
Libramiento San José -Monte Real ^{1/}	115	2	3	jun-21
Total			416.9	

^{1/} Tendido del primer circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.31. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Cabo Falso Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-15
Monte Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-16
Camino Real Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-16
Pozo de Cota Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-18
Palmira Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-19
Aeropuerto Los Cabos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-20
Monte Real Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-20
Libramiento San José Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-21
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-21
Total			810.0		

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.32. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Bledales MVar	Capacitor	115	12.5	oct-17
Santiago MVar	Capacitor	115	7.5	oct-17
Cabo Real MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19
Palmilla MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19
San José del Cabo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-19
Villa Constitución MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19
Monte Real Real MVar	Capacitor	115	12.5	abr-19
Insurgentes MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19
Loreto MVar	Capacitor	115	7.5	abr-19
El Palmar MVar	Capacitor	115	30.0	abr-20
Total			115.0	
Obra del PRODESEN 2015				

Fuente: CENACE.

Principales Obras Programadas para el Sistema Mulegé

TABLA 6.2.33. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, SISTEMA MULEGÉ

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	3
	km-c	62.80
Transformación	Obras	3
	Capacidad MVA	60

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.34. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA MULEGÉ 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Guerrero Negro II (Vizcaíno) - Benito Juárez Maniobras	34.5	2	42.2	oct-15
Mina - Santa Rosalía	34.5	2	3.6	feb-18
Mezquital - San Lucas ^{1/}	115	2	17.0	jun-23
Total			62.8	

^{1/} Tendido del primer circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.35. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN SISTEMA MULEGÉ 2015-2024

Línea de transmisión	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
Santa Rosalía Banco 2	1	T	20	34.5/13.8	feb-18
Mezquital Banco 1	1	T	20	115/34.5	jun-23
San Lucas Banco 1	1	T	20	115/34.5	jun-23
Total			60.0		

^{1/}T. Transformador.

Fuente: CENACE.

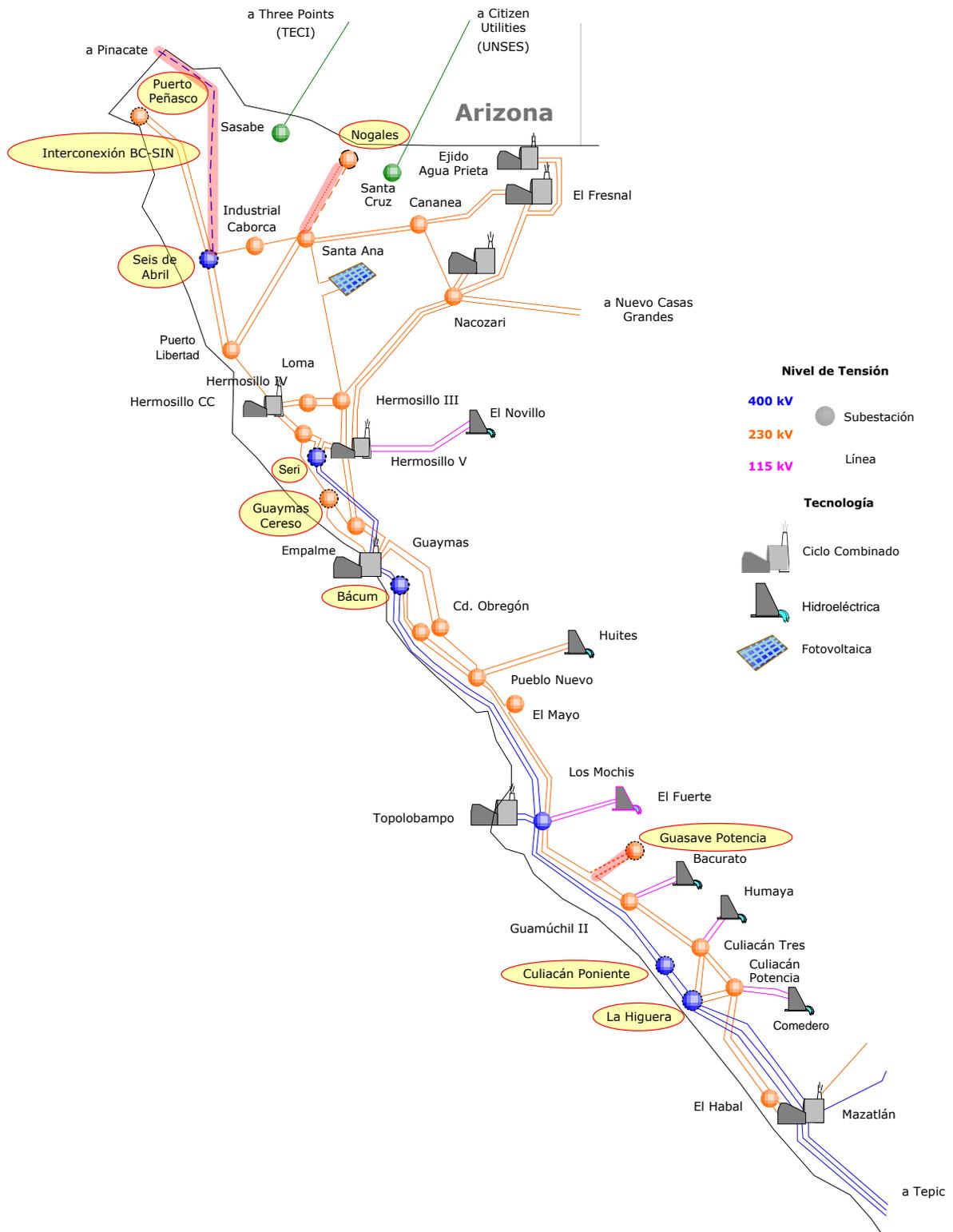
Principales Obras Programadas para la Región Noroeste

TABLA 6.2.36. OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN NOROESTE

Concepto	Unidad	Capacidad
Transmisión	Obras	23
	km-c	2,312.8
Transformación	Obras	15
	Capacidad MVA	5,225.0
Compensación	Obras	23
	Capacidad MVar	2,646.0

Fuente: CENACE.

MAPA 6.2.8. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NOROESTE 2015-2024



Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.37. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN REGIÓN NOROESTE 2015-2024

Línea de transmisión	Tensión kV	Núm de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Culiacán Poniente entronque Choacahui- La Higuera L1	400	2	0.2	mar-17
Bácum-Obregón Cuatro	230	2	60	abr-17
Bácum entronque Guaymas CC-Obregón III	230	2	20	abr-17
Santa Ana-Nogales Aeropuerto ^{3/}	230	2	100	abr-17
Seri-Guaymas Cereso	400	2	234.4	may-17
Bácum -Guaymas Cereso ^{1/3/}	400	2	92.5	may-17
Empalme CC-Guaymas Cereso ^{2/}	230	2	22.3	may-17
Hermosillo Cuatro -Hermosillo Cinco ^{3/}	230	2	35.9	may-17
Empalme CC entronque Planta Guaymas-Obregón III L1	230	2	17	may-17
Empalme CC entronque Planta Guaymas-Obregón III L2	230	2	15.6	may-17
Seri entronque Hermosillo Cuatro Hermosillo Cinco	230	4	18.8	may-17
Choacahui entronque Lousiana -Los Mochis II	230	2	30	dic-17
Choacahui-Bácum ^{3/}	400	2	241	dic-17
Empalme CC entronque Bácum -Seri L1	400	2	15.2	ene-18
Empalme CC entronque Bácum -Seri L2	400	2	16	ene-18
Pueblo Nuevo-Obregón Cuatro ^{2/}	400	2	90.4	ene-18
Culiacán Poniente entronque Choacahui-La Higuera L2	400	2	0.2	abr-18
Hermosillo Aeropuerto- Esperanza ^{3/}	230	2	58.1	abr-18
Seis de Abril- El Pinacate ^{2/}	400	2	205	abr-19
Mazatlán Dos - Tepic II ^{2/}	400	2	255	may-20
La Higuera-Mazatlán Dos ^{2/}	400	2	210	may-20
Santa Ana-La Loma	230	2	150	abr-21
Guasave Potencia entronque Los Mochis Dos- Guamúchil Dos	230	2	40	abr-21
Nogales Aeropuerto-Nogales Norte ^{4/}	230	2	48.2	abr-21
Industrial Caborca- Santa Ana	230	1	109	abr-24
Industria Caborca- Seis de Abril	230	1	48	abr-24
Total			2,132.80	
Obra del PRODESEN 2015				

^{1/}Operación inicial 230 kV. ^{2/}Tendido del primer circuito. ^{3/}Tendido del segundo circuito. ^{4/}Operación inicial 115 kV.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.38. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN REGIÓN NOROESTE 2015-2024

Subestación	Cantidad	Equipo ^{1/}	Capacidad MVA	Relación de Transformación	Fecha de entrada
La Higuera Banco 4	3	AT	225.0	230/115	jun-15
El Fresnal Banco 1	1	T	100.0	230/115	jun-15
Louisiana Banco 2	3	AT	225.0	230/115	jul-16
Culiacán Poniente Banco 1	4	AT	500.0	400/115	mar-17
Bácum Banco 2	3	AT	225.0	230/115	abr-17
Nogales Aeropuerto Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-17
Seri Bancos 1 y 2	7	AT	875.0	400/230	ene-18
Bácum Bancos 3 y 4	7	AT	875.0	400/230	ene-18
Esperanza Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-18
Guaymas Cereso Banco 2	4	AT	300.0	230/115	abr-18
Seis de Abril Banco 3	4	AT	500.0	400/230	abr-19
Peñasco Potencia Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-21
Guasave Potencia Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-21
Hermosillo Aeropuerto Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-24
Industrial Caborca Banco 2	3	AT	100.0	230/115	abr-24
Total			5,225.0		

^{1/}AT: Autotransformador; T: Transformador.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.2.39. PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN REGIÓN NOROESTE 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
La Higuera MVar	CEV	230	300/300 Ind./Cap.	jun-16
San Rafael MVar	Capacitor	115	22.5	jul-16
Los Mochis Tres MVar	Capacitor	115	30	jul-16
Los Mochis Uno MVar	Capacitor	115	30	jul-16
Bácum MVar	Reactor	400	75	dic-17
Bácum MVar	Reactor	400	100	ene-18
Guamúchil Dos MVar	Capacitor	115	22.5	abr-18
Esperanza MVar	Reactor	13.8	21	oct-18
Seis de Abril MVar	CEV	400	300/300 Ind./Cap.	abr-19
Seis de Abril MVar	Reactor	400	100	abr-19
Pinacate MVar	Inductor	400	100	abr-19
Mazatlán Dos MVar	Reactor	400	75	may-20
La Higuera MVar	Reactor	400	75	may-20
Obregón Dos MVar	Capacitor	115	22.5	mar-21
Hornillos MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21
Guasave Potencia MVar	Capacitor	115	30	abr-21
Seri MVar	CEV	400	300/300 Ind./Cap.	abr-22
Industrial Caborca MVar	Capacitor	115	15	jun-22
Subestación Seis MVar	Capacitor	115	22.5	jun-22
Empalme MVar	Capacitor	115	22.5	jun-22
Caborca MVar	Capacitor	115	22.5	jun-23
Industrial San Carlos MVar	Capacitor	115	15	jun-23
Hermosillo Ocho MVar	Capacitor	115	22.5	jun-24
Total			2,646.00	
Obra del PRODESEN 2015				

Ind. Inductivo; Cap. Capacitivo; CEV. Compensador estático de Var.
Fuente: CENACE.

Obras en estudio

A partir de los análisis realizados para el PRODESEN 2015–2029, se han detectado algunos proyectos que requieren seguimiento y actualización. Esto depende del cumplimiento de las fechas de entrada en operación de nuevas instalaciones, de la firmeza de entrada en operación de nuevos generadores, de la evolución de la oferta y demanda de energía eléctrica del SEN, y del arranque y maduración del Mercado Eléctrico Mayorista:

- Corredores de transmisión internos en corriente directa. Presentará beneficios en capacidad de transferencia de potencia, confiabilidad del sistema, reducción de congestamientos en la red, menores costos de producción y de pérdidas I²R.
- Evolución de la generación del Sistema Baja California Norte por proyectos en riesgo de ser

diferidos o cancelados. Ante la eventualidad de cancelación o diferimiento de proyectos de generación a base de gas natural, será necesario evaluar el comportamiento de ese Sistema.

- Proyecto de generación de Santa Rosalía Dos y red asociada prevista para el 2018. Para mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Mulegé, será necesario que este proyecto de generación y red asociada ya autorizado por SHCP a la CFE mantenga la fecha programada para la puesta en operación comercial.
- Identificación de necesidades de regulación dinámica de voltaje en zonas de alta densidad de carga como: zona Bajío, Ciudad de Monterrey y ciudad de México. Durante los estudios eléctricos se detectaron requerimientos significativos de compensación de potencia reactiva capacitiva en la época de verano para la zona Bajío y la zona

Monterrey, así como inductiva reactiva en el periodo de invierno para la Ciudad de México. Debido al crecimiento pronosticado de la demanda y generación local en cada una de estas zonas, la problemática de estabilidad de voltaje se acentuará en la medida que la demanda rebasa sustancialmente a la generación local para las zonas Bajío y Monterrey.

- Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión San Bernabé – Topilejo. Los incrementos significativos de nueva generación aumentarán la inyección de energía eléctrica en la subestación de 400 kV de Topilejo, que a su vez incidirá incrementalmente en la transmisión de la subestación Topilejo a la subestación San Bernabé.
- Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tula – Querétaro Potencia Maniobras. En los siguientes 5 años se instalarán ciclos combinados en el Occidente del país con lo cual en la época invernal

principalmente se incrementarán las transferencias de potencia de la subestación Querétaro Potencia Maniobras a la Subestación Tula.

- Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tepic Dos – Cerro Blanco. Derivado de los proyectos en proceso de gas natural en el Noroeste del país, en los siguientes 5 años se instalarán ciclos combinados, asimismo esa región del país presenta altos potenciales para la instalación de generación solar; de acuerdo con las previsiones de nueva generación, en la época invernal se tendrán notables transferencias de potencia del Noroeste al Occidente del país, por lo que resultará necesario la modernización del corredor de transmisión de la subestación Tepic Dos a la subestación Cerro Blanco.

Se mantendrá el análisis y seguimiento de necesidades del SEN para evaluar las posibilidades de incorporar más proyectos en próximas versiones del PRODESEN.

6.3. Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema aislado de Baja California.

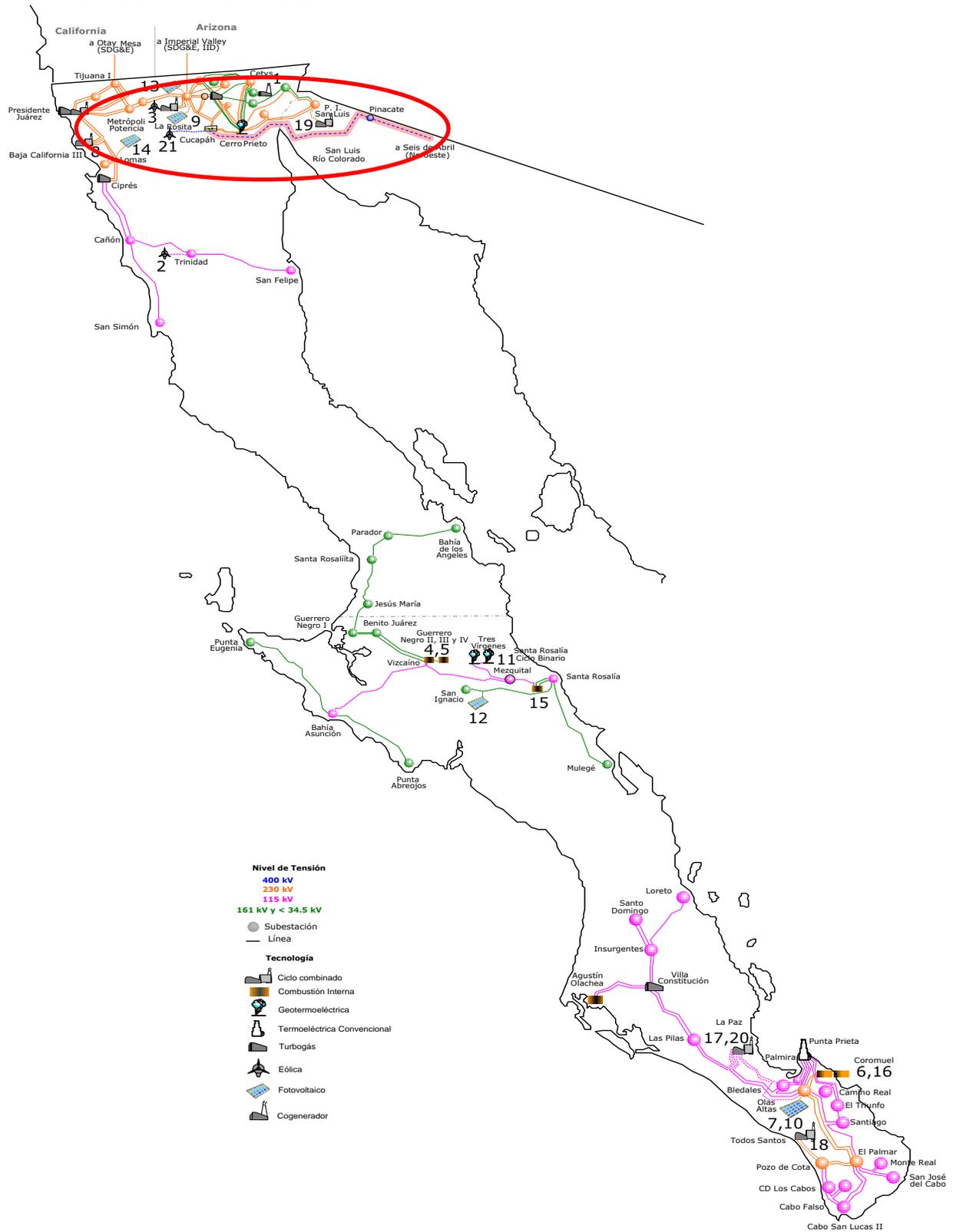
Obras Programadas para la Región Baja California

TABLA 6.3.1. INDICADORES OBRA PINACATE-CUCAPAH

Concepto	Unidad	Capacidad
PINACATE-CUCAPAH	km-c	200
	Nivel de tensión	400 kV
	Circuitos	2
	Fecha de entrega	abr-19

Fuente: CENACE.

MAPA 6.3.1. OBRA PINACATE-CUCAPAH



Fuente CENACE.

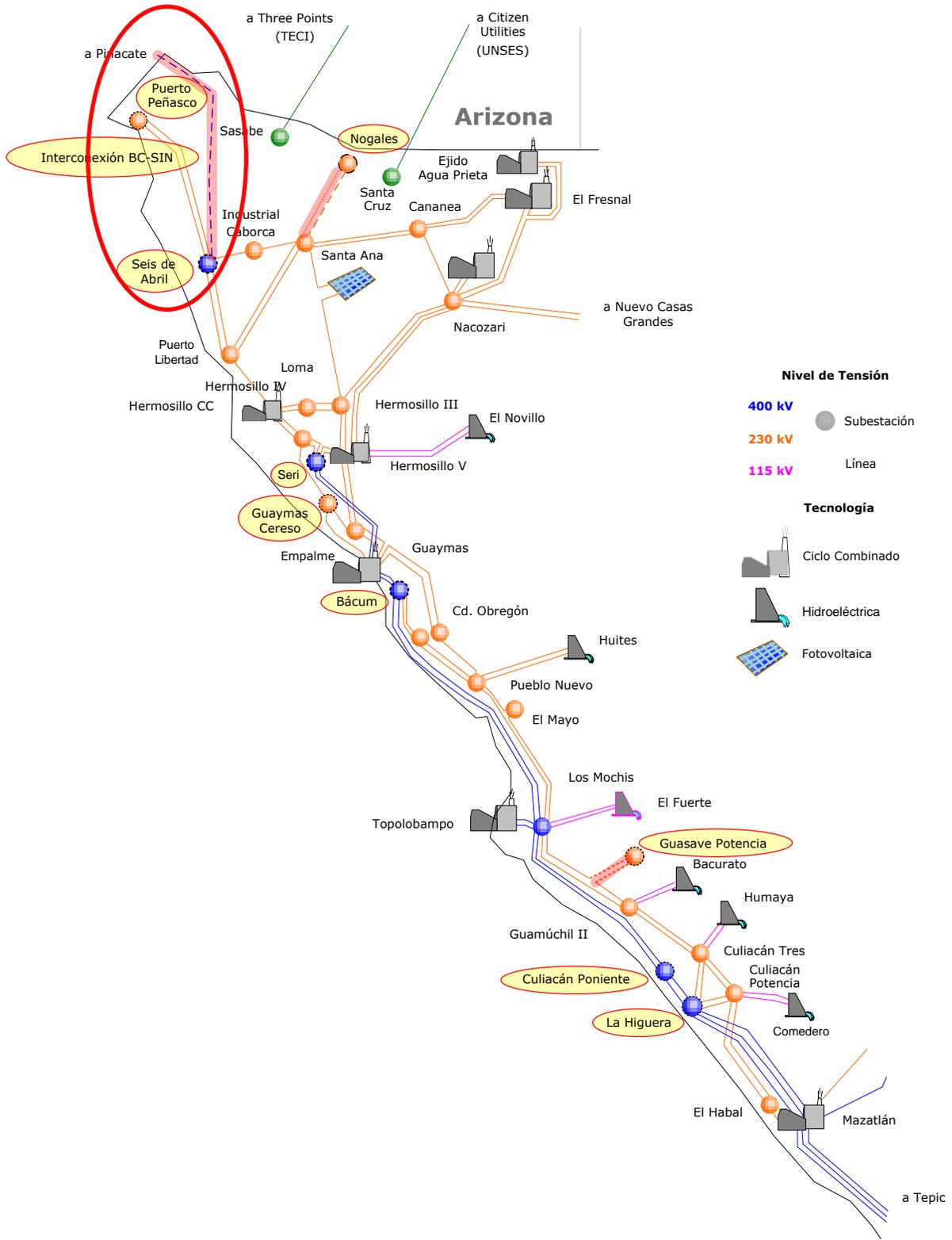
Obras Programadas para la Región Noroeste

TABLA 6.3.2. INDICADORES OBRA SEIS DE ABRIL-PINACATE

Concepto	Unidad	Capacidad
SEIS DE ABRIL-PINACATE	km-c	205.5
	Nivel de tensión	400 kV
	Circuitos	2
	Fecha de entrega	abr-19

Fuente: CENACE.

MAPA 6.3.2. OBRA SEIS DE ABRIL-PINACATE



Fuente: CENACE.

Obras en estudio

La interconexión del sistema aislado de Baja California con el SIN permitirá aprovechar el potencial y la capacidad ya disponible en el SIN, así como la integración de generación eólica de la Rumorosa y los beneficios de posibles flujos de energía eléctrica con Norteamérica.

Para ello, se pretende conectar el SIN con el sistema aislado de Baja California, por lo que se proponen revisar las opciones para seleccionar las obras más convenientes.

Por otro lado, la interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California Sur al Sistema Interconectado Nacional permitirá mejorar la confiabilidad de este sistema, reducir sus costos de producción, participar en el Mercado Eléctrico Mayorista y obtener mayor capacidad de integración de generación solar y eólica.

6.4. Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

En el contexto de la Reforma Energética se pretende impulsar el potencial de la RNT como eje estratégico de interconexión del Continente Americano, lo anterior también permitirá constituirse como una plataforma de flujos de energía eléctrica entre las regiones de Norteamérica y Centroamérica.

Proyecto Línea de Corriente Alterna

La red de Transmisión Asociada a la 2ª temporada Abierta de Oaxaca, es un proyecto que permitiría el transporte de energía eléctrica desde fuentes de energía renovables hacia los principales centros de consumo y eventualmente a las fronteras. La red cuenta con una longitud de 1,183.3 km-c, y se desarrollaría bajo la tecnología de corriente alterna.

Proyecto Alternativo Línea Corriente Directa

No obstante que se tienen avances para consolidar la red de transmisión en corriente alterna programada para la segunda temporada abierta de generación eólica del estado de Oaxaca, el PRODESEN 2015-2029 establece como proyecto alternativo se propone la línea bipolar de corriente directa de ± 500 kV, 3,000 MW, en lugar de la red de transmisión en

corriente alterna programada para la segunda temporada abierta de generación eólica del estado de Oaxaca.

Este proyecto muestra beneficios altamente atractivos para el SEN, ya que incrementa la capacidad de transmisión en 1,200 MW, integra capacidad de generación en 1,200 MW, reduce pérdidas en el flujo de transmisión en 82 MW, representa un beneficio de 1,047 millones de dólares, y genera una mayor derrama de inversión por 432 millones de dólares, entre otros (Ver tablas 6.4.1 y 6.4.2).

Adicionalmente a la línea de corriente directa se incluiría el desarrollo de otras obras, tales como las 2 líneas de 400 kV: 1) 3ª línea Juile-Ixtepec Potencia y 2) la línea Yautepec Potencia-Volcán Gordo. La recalibración del 3er circuito de 400 kV Yautepec Potencia-Topilejo, y el tendido del 2º circuito de 400 kV Volcán Gordo-Agustín Millán (Ver mapa 6.4.1).

Además de los beneficios al SEN, se encuentran los siguientes beneficios derivados de la Reforma Energética en materia de Energía Eléctrica:

- 1) Representaría un gran paso transversal para la consecución de los tres objetivos claves para la Red Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica fijados en el PRODESEN 2015-2029, los cuales son: a) Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica; b) Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema aislado de Baja California; y c) Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.
- 2) Incentivaría la integración de generación renovable, favoreciendo el desempeño eficiente del mercado eléctrico mayorista, reduciendo costos de producción de energía eléctrica y pérdidas técnicas de energía, así como las emisiones de gases efecto invernadero.
- 3) Se constituiría como el primer proyecto de transmisión de corriente directa en México, logrando que nuestro país se ubique a la vanguardia en la utilización de esta tecnología;
- 4) Fomentaría el uso de tecnologías de punta en la Red Nacional de Transmisión y daría paso al uso de Tecnologías Inteligentes en distribución de energía eléctrica;
- 5) Se consolidaría como una importante señal para los inversionistas nacionales y extranjeros interesados en participar en proyectos de gran envergadura a través del Mercado Eléctrico Mayorista;

- 6) Sería una importante fuente de inversión y empleo en el Sureste de México, con lo cual se aprovecharía y acentuaría la vocación en materia energética que tiene esta región del país; e
- 7) Integraría al Sistema Eléctrico Nacional una mayor capacidad de energía eléctrica derivada de fuentes renovables, como sería la eólica e hidroeléctrica.

Razón por la cual se decidió incorporar este proyecto al actual PRODESEN en sustitución de la Red en Corriente Alterna de la Segunda Temporada de Oaxaca. La sustitución, dependerá de que la Comisión Reguladora de Energía analice la factibilidad de sustituir el proyecto de la Red de Transmisión en

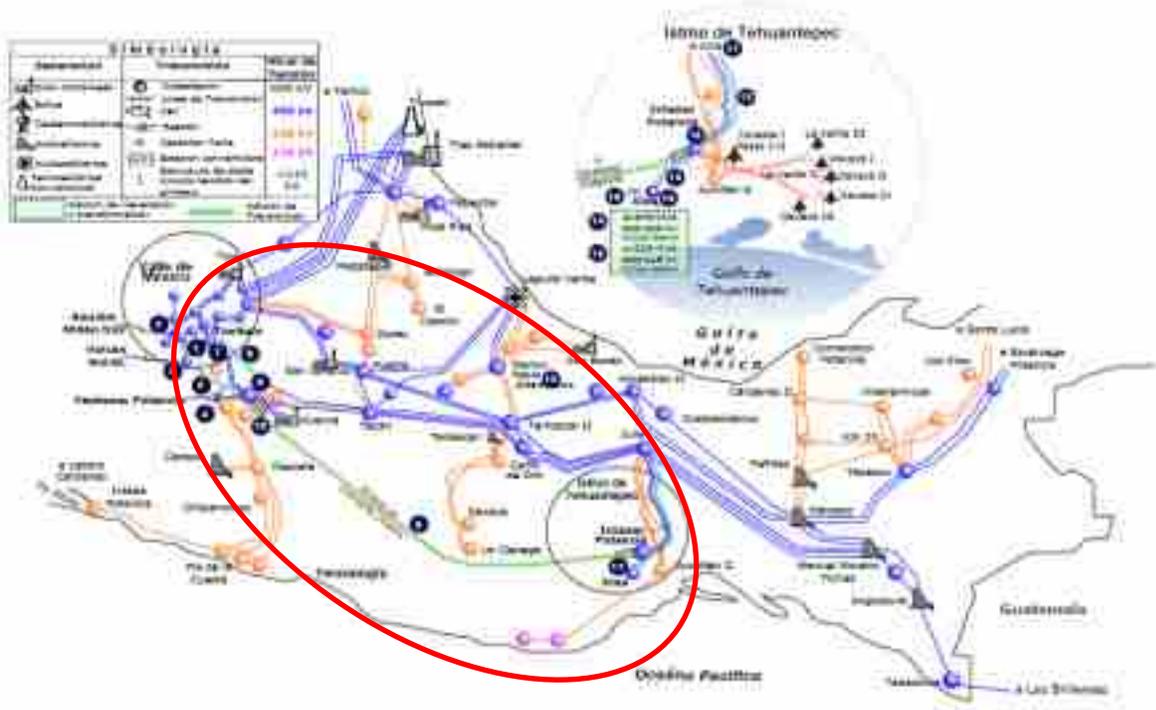
Corriente Alterna para la Segunda Temporada Abierta de Generación Eólica del Estado de Oaxaca al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y Obra Pública Financiada, por el proyecto de transmisión de la Línea Bipolar de Corriente Directa al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica, toda vez que en la Red de Transmisión en Corriente Alterna ya existen condiciones y consensos avanzados. Esta resolución no deberá de exceder del 15 de agosto de 2015, en virtud de que la Comisión Federal de Electricidad tendrá que presentar una propuesta de las bases del proceso competitivo para la formación de asociaciones o celebrar contratos en un plazo de treinta días contados a partir del día siguiente después de emitida la instrucción de obras y proyectos de transmisión por parte de la SENER.

TABLA 6.4.1. INDICADORES OBRA DE LA LÍNEA DE CORRIENTE DIRECTA

Unidad	Capacidad
km-c	1,200
Nivel de tensión kV	+500 DC
Capacidad MVA	3,000
Fecha de entrada	Oct-2018

Fuente: CENACE.

MAPA 6.4.1. OBRA DE LA LÍNEA DE CORRIENTE DIRECTA



Fuente: CENACE.

TABLA 6.4.2. INDICADORES DE EVALUACIÓN LÍNEA DE CORRIENTE DIRECTA Y RED DE CORRIENTE ALTERNA 2ª TEMPORADA ABIERTA DE OAXACA

INDICADORES DE EVALUACIÓN	RED ALTERNA	LÍNEA CORRIENTE DIRECTA	BENEFICIOS LÍNEA CORRIENTE DIRECTA
Costo de Inversión millones USA \$ VP 2016	564	996	-432
Capacidad de Transmisión Sureste – Centro en MW	4,800	6,000	1,200
Integración de capacidad de generación renovable en MW.	2,483	3,683	1,200 ¹
Pérdidas I ² R para un flujo al Centro de 4800 MW	1,320	1,238	82
Beneficio por Pérdidas de energía en GWh/año. millones USA \$ VP 2016 ¹	Referencia	142	142 ²
Beneficios de Costos de Producción millones USA \$ VP 2016	3,143	4,375	1,232 ³
Beneficios por Energía no suministrada millones USA \$ VP 2016	487	592	105
Valor presente neto millones USA \$	3,066	4,113	1,047 ⁴
Reducción de emisiones CO ₂	Pendiente		

1/ Capacidad potencial de generación factible de integrarse.

2/ Considera una evaluación durante 7,624 hrs por año con diferentes valores de pérdidas y un costo marginal de 500 \$/MWh

3/ Considera los beneficios de la instalación de 1,000 MW de generación eólica en el Sureste del país en la alternativa de corriente directa.

4/ Este beneficio incluye las mejoras en costos de producción si se adicionaran 1,000 MW de generación eólica en el Sureste del país.

Paridad \$15.0 pesos por dólar

Fuente: CENACE.

Obras en estudio

Para interconectar la RNT con las Redes de Energía Eléctrica de Norteamérica y Centroamérica se requiere confirmar que las áreas Noroeste, Norte y Baja California dejen de ser deficitarias en energía; y que el sentido del flujo de energía pueda ser en ambos sentidos, o considerar el tendido de líneas paralelas que permitan el contraflujo de energía eléctrica. Actualmente, los sistemas eléctricos de México, Norteamérica y Centroamérica no pueden operar interconectados sincrónicamente debido a riesgos potenciales en la estabilidad de los sistemas. Técnicamente es posible resolver con la instalación de enlaces asíncronos que proveen las ventajas de: evitar propagación de disturbios entre sistemas eléctricos, no afectar capacidades de corto circuito, fuente de restablecimiento de sistemas ante colapsos, y un enlace el flujo de energía eléctrica entre los sistemas. Por lo anterior, se plantean estudios para revisar la viabilidad de interconexión, entre ellos, una configuración asíncrona back-to-back en diversos puntos de interconexión con Norteamérica y Centroamérica.

6.5. Ampliación y Modernización de la RNT

Ampliación

Considerando solo obras PRODESEN, la ampliación de la RNT durante el periodo 2015-2024 contempla 410.1 km-c de transmisión; obras de transformación con una capacidad de 2,733 MVA; y obras de compensación por 562 MVar (ver Anexos Tablas 6.5.1 a 6.5.3).

Modernización

El programa de modernización de la RNT 2015-2024, estima obras por 405.3 km-c para líneas de transmisión que han estado en funcionamiento por más de 30 años. El monto del proyecto ascendería a 4,838 millones de pesos en líneas de transmisión y 14,107 millones de pesos para la modernización de subestaciones que han funcionado por más de 30 años. El total asciende a 18,945 millones de pesos (ver Tabla 6.5.4, Anexos Tablas 6.5.5 a 6.5.9).

TABLA 6.5.4. MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES (>30 AÑOS) DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Modernización Transmisión							
Líneas	775	863	908	825	738	730	4,838
400 kV	209	233	335	330	190	217	1,513
230 kV	449	504	463	408	421	408	2,654
161-69 kV	116	125	110	87	127	106	671
Subestaciones	3,677	2,542	2,409	2,001	1,845	1,633	14,107
400 kV	642	390	273	184	255	146	1,890
230 kV	1,795	1,349	1,288	1,191	1,066	933	7,621
161-69 kV	1,239	804	848	626	525	554	4,596
Total	4,451	3,405	3,317	2,826	2,583	2,363	18,945

Nota: se estima que la inversión en modernización para el periodo 2015-2029 será de 81,885 millones de pesos.

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

6.6. Financiamiento

Antes de la Reforma Energética, el financiamiento de los proyectos para la ampliación y modernización de la RNT se realizaba mediante dos esquemas (ver Anexos Tabla 6.6.1):

- Obra Pública Presupuestal (OPP): proyectos financiados con recursos asignados del PEF.
- Obra Pública Financiada (OPF): proyectos de obra pública construidos por un tercero y entregados a CFE a partir de su puesta en servicio, para que

esta los financiara en el marco de los PIDIREGAS bajo el esquema de "Inversión Directa".

Bajo el esquema de OPP, los recursos financieros para la construcción de las obras de transmisión tienen su origen en el PEF, por lo que se limita la magnitud de las obras factibles a programarse, y con ello la rápida expansión y modernización de la RNT para responder a las necesidades de oferta y demanda, así como obras de mayor alcance nacional e internacional.

Bajo el esquema de PIDIREGAS, los recursos financieros se sujetan a los techos de endeudamiento y montos máximos de inversión disponibles para CFE, lo cual agrega flexibilidad en comparación con la

inversión presupuestal, pero aun así limita la magnitud de las obras factibles de programarse.

Además en ambas modalidades se licita la construcción de las obras y la intervención del privado está desvinculada de la prestación del servicio, lo cual no necesariamente resulta en los mejores incentivos para la racionalidad económica en la operación de los proyectos de infraestructura pública.

Con la Reforma Energética se establece por mandato Constitucional y en los Artículos 14, 29, 30 y 31 de la LIE, que la ampliación y modernización de la RNT estará a cargo de los Transportistas y Distribuidores, quienes podrán formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo por cuenta de la Nación el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, conforme a los programas que autorice la SENER, escuchando la opinión que en su caso emita la CRE. Además, la SENER puede determinar el uso de estas asociaciones y contratos cuando no se trate de los activos de los Transportistas o Distribuidores de las empresas productivas del Estado, es decir, cuando se trata de la construcción de nuevas obras.

Por su parte, el artículo 14 del Reglamento de la LIE, establece que la SENER determinará para cada proyecto de ampliación y modernización de la RNT, dentro de los treinta días posteriores a la publicación del PRODESEN la formación, en su caso, de una asociación o la celebración de un contrato para llevar a cabo el proyecto de infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión, así como en su caso, los lineamientos generales para su convocatoria. Conforme a lo anterior, la SENER podrá determinar el uso de asociaciones o contratos para la ejecución de aquellos proyectos de infraestructura de transmisión presentados en este PRODESEN que se consideren inmediatos, en el plazo indicado, más no por ello dejará de ser facultad de los Transportistas utilizar asociaciones o celebraciones de contrato para los proyectos restantes. Con el nuevo marco jurídico se permite alcanzar un nuevo modelo integral para desarrollar la infraestructura de transmisión que incluya desde el financiamiento, construcción, hasta el mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura de la RNT con los niveles de calidad requeridos para su expansión y modernización, así como para responder al nuevo escenario del sector eléctrico nacional que se ha configurado a partir de la Reforma Energética.

Con fundamento en los artículos 138, 139 y 140 de la LIE, la CRE expedirá mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para los servicios de transmisión y distribución. La determinación y aplicación de las metodologías y tarifas deberán tener como objetivos, entre otros:

- Promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la Continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, así como proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales, y
- Determinar las tarifas reguladas de los servicios regulados de transmisión y distribución que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas.

Con la certidumbre de ingresos que resulta de estas Tarifas Reguladas, se abren nuevas fuentes de financiamiento para fortalecer la infraestructura de la RNT, a través de la adaptación de diversas modalidades que actualmente existen y se han utilizado para financiar proyectos de infraestructura pública en otros sectores, incluyendo para otros segmentos de la industria eléctrica. Por lo anterior, la SENER y los propios Transportistas deberán explorar y desarrollar su adaptación e instrumentación para el financiamiento de los proyectos de la Red Nacional de Transmisión. De estas modalidades destacan las siguientes:

Asociaciones Públicas Privadas (APP)

Las APP son esquemas de contratación que permiten la participación del sector privado en la provisión y operación de la infraestructura requerida para la prestación de los servicios públicos. También, representa una vía para introducir tecnología e innovación que mejore la calidad y eficiencia de los servicios públicos.

A diferencia de los esquemas tradicionales para financiar obras y servicios, esta modalidad requiere y establece contratos de largo plazo entre los sectores público y privado. En este caso, el desarrollador se obliga a realizar de manera integral las actividades contratadas, con niveles de desempeño convenidos para la construcción de la obra y la operación de la

misma. En una APP la calidad de la infraestructura se mantiene durante la vigencia del contrato e implica la racionalidad de recursos en todas las fases de la construcción u operación de la obra por la ejecución de modelos de gestión, indicadores de desempeño y mecanismos de medición de los estándares establecidos.

Actualmente, la Ley de APP, publicada en 2012 regula los esquemas para el desarrollo de proyectos de APP, y una de las opciones que contempla la Propuesta No Solicitada (PNS) para promover la inversión en el sector eléctrico y fomentar la cooperación público-privada en el desarrollo de proyectos de inversión, tales como en transmisión de energía eléctrica.

La PNS implica que cuando exista una necesidad de modernización, mejora o ampliación de la infraestructura o servicio de la RNT no contemplada por la dependencia de la administración pública federal, los inversionistas privados pueden proponer el desarrollo del proyecto con capital propio.

Uno de los caminos probados consiste en que los inversionistas que realizan la propuesta deben presentar la evaluación técnica y económica del proyecto, lo que no se traduce en un derecho para llevar a cabo la construcción; esta última seguirá el camino por licitación correspondiente. En caso de que otro grupo de inversionistas presenten mejores propuestas para la elaboración de la construcción y resulten adjudicados, pagarán el costo de la evaluación a quien lo elaboró.

Actualmente, el mecanismo de aplicación de la PNS no se ha aplicado para financiar obras de transmisión de energía eléctrica, por lo que se tendría que adaptar e incorporar en los esquemas de APP como instrumento para financiar, construir, mantener, operar y ampliar la RNT propuesta por el CENACE. Es importante mencionar que las figuras de PNS no solo aplicarían a esquemas de APP, sino que se tendría la posibilidad de explorar mediante otras modalidades de financiamiento y esquemas legales.

Transportista Independiente de Energía (TIE)

Esta modalidad podría llamarse “Transportista Independiente de Energía” en alusión a los PIE (tipo de permiso de generación –ya no vigente– que se utilizaba en combinación con el financiamiento PIDREGAS bajo el esquema de “Inversión Directa” mecanismo aún vigente, que permite la construcción y operación de infraestructura de generación de energía

eléctrica con inversión privada. En esta modalidad de Transmisión, el inversionista privado financia, construye, opera y posee las instalaciones de transmisión, asumiendo los riesgos acordados. Mediante licitación, este esquema requiere un contrato de largo plazo para la capacidad y la operación de la infraestructura de transmisión, en donde se comprometerá una vez terminada la obra de transmisión, el pago fijo por la capacidad y pagos variables por la calidad u otros parámetros asociados con el servicio de transmisión de energía eléctrica.

Fibras o Fideicomisos Transparentes

Considerando las características de los proyectos de transmisión (activos estabilizados, ingresos predecibles, tarifas reguladas), una manera de canalizar inversión a dichos proyectos es ligar los instrumentos de renta fija y variable a las obras de infraestructura. Los recursos obtenidos de este proceso se utilizarían para financiar la expansión y modernización de la RNT y RND.

Dado que son activos de alta especialidad y complejidad en su operación, requieren estructuras específicas de gobierno corporativo. Para implementar este tipo de instrumentos financieros es necesario el establecimiento de los mecanismos para el cálculo de las tarifas de transmisión y la actualización del marco legal y regulatorio en materia de Fibras a fin de permitir la incorporación de activos físicos de infraestructura eléctrica en este tipo de instrumento financiero.

Las opciones de financiamiento anteriormente mencionadas, entre otras más por explorar, se tomarán en cuenta para llevar a cabo los proyectos de infraestructura, y así prestar de manera más eficiente el Servicio Público de Transmisión e implementar proyectos de mayor alcance para la ampliación y modernización de la RNT.

Bajo el actual modelo de construcción y operación de la infraestructura de la RNT, la obra de infraestructura podrá asegurar que una vez en operación se generen ingresos que cubran en forma plena las obligaciones financieras contraídas, a través de las tarifas calculadas con base en los artículos 138, 139 y 140 de la LIE. De tal manera, se permite un ritmo acelerado de inversión sin que impacte en los recursos públicos federales durante la construcción y operación de la obra.