



2018
2032

PRODESEN

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	II
ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)	III
ÍNDICE DE GRÁFICOS	V
ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)	VI
ÍNDICE DE MAPAS	VI
ÍNDICE DE MAPAS (ANEXO)	VII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. MARCO REGULATORIO	1
1.2. AVANCES Y RESULTADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD DURANTE 2017 Y 2018	4
1.3. CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	10
2. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	17
2.1. ANTECEDENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	17
2.2. GENERACIÓN	19
2.3. TRANSMISIÓN	38
2.4. DISTRIBUCIÓN	46
3. CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	53
3.1. COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL CONSUMO Y DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRECIO MARGINAL LOCAL	53
3.2. PRONÓSTICOS: PRODUCTO INTERNO BRUTO, PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES, CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	58
3.3. RESULTADOS 2018-2032	61
4. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS	69
4.1. INSUMOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PIIRCE	69
4.2. PARÁMETROS TÉCNICOS Y FINANCIEROS	71
4.3. RESTRICCIONES	73
4.4. METODOLOGÍA	74
4.5. EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	76
4.6. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD	86
5. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN	95
5.1. PROCESO PARA LA PLANEACIÓN DE LA RNT	95
5.2. DIAGNÓSTICO OPERATIVO 2017	97
5.3. SEGUIMIENTO A PROYECTOS 2015, 2016 Y 2017	100
5.4. PROYECTOS IDENTIFICADOS 2018	106
6. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN	119
6.1. SATISFACER LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS RGD	120
6.2. INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	122
6.3. INCREMENTAR LA CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN LAS RGD Y EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO	124
6.4. CUMPLIR LOS REQUISITOS DEL MERCADO ELÉCTRICO PARA LAS RGD	127
6.5. TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI)	128
7. RESUMEN DE INVERSIONES 2018-2032	135
7.1. GENERACIÓN	135
7.2. TRANSMISIÓN	135
7.3. DISTRIBUCIÓN	135
ANEXO	136

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.2.	Proceso general para la elaboración del PRODESEN.....	3
Tabla 1.2.1.	Resultados del mercado para el balance de potencia.....	8
Tabla 2.1.1.	Capacidad eléctrica instalada en México en 1889.....	17
Tabla 2.2.1.	Capacidad instalada por tipo de tecnología.....	20
Tabla 2.2.3.	Capacidad instalada por modalidad 2017.....	22
Tabla 2.2.5.	Generación de energía eléctrica.....	23
Tabla 2.2.6.	Generación de energía eléctrica por modalidad 2017.....	24
Tabla 2.3.2.	Capacidad de transmisión por región de control.....	41
Tabla 2.3.3.	Capacidad de transformación de las subestaciones eléctricas de transmisión.....	42
Tabla 2.3.4.	Líneas de transmisión.....	42
Tabla 2.4.1.	Subestaciones con transformadores considerados parte de las RGD.....	47
Tabla 2.4.2.	Usuarios atendidos, capacidad y transformadores de CFE Distribución.....	48
Tabla 2.4.3.	Líneas de distribución.....	50
Tabla 3.1.1.	Consumo bruto de energía eléctrica por región de control.....	55
Tabla 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control.....	55
Tabla 3.1.3.	Demandas coincidentes con el SIN 2017.....	56
Tabla 3.1.4.	PML 2016.....	56
Tabla 3.1.5.	PML 2017.....	56
Tabla 4.4.1.	Representación del modelo de planeación de la generación.....	75
Tabla 4.5.2.	Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2018-2032.....	78
Tabla 5.3.1.	Seguimiento a proyectos instruidos por la SENER a CFE-Transmisión.....	101
Tabla 5.3.2.	Seguimiento a la licitación de la línea de transmisión en corriente directa Yautepec – Ixtepec.....	104
Tabla 5.3.3.	Seguimiento a la licitación de la interconexión BC-SIN.....	106
Tabla 5.4.1.	Proyectos identificados de ampliación 2018.....	107
Tabla 5.4.2.	Obras por proyecto identificado de ampliación 2018.....	109
Tabla 5.4.3.	Proyectos identificados de modernización.....	116
Tabla 6.1.1.	Metas del proyecto acometidas y medidores 2018-2022.....	121
Tabla 6.2.1.	Pérdidas de energía a nivel nacional 2002-2017.....	123
Tabla 6.3.3.	Inversión para mejorar la confiabilidad en las RGD 2018-2022.....	125
Tabla 6.3.4.	Metas físicas de los proyectos para mejorar la confiabilidad 2018-2022.....	125
Tabla 6.3.5.	Inversión y meta física para la instalación de EPROSEC.....	125
Tabla 6.3.6.	Inversión y metas físicas para mejorar la confiabilidad en subestaciones de distribución 2018.....	126
Tabla 6.3.7.	Inversión para mejorar la confiabilidad de las subestaciones de distribución.....	126
Tabla 6.3.8.	Inversión necesaria para el reemplazo de transformadores de distribución e interruptores de potencia en M.T.....	126
Tabla 6.3.9.	Metas físicas del proyecto Reforma.....	127
Tabla 6.3.10.	Presupuesto proyecto de modernización de la red eléctrica subterránea Reforma.....	127
Tabla 6.3.11.	Inversión por año para el proyecto cable subterráneo Islas Mujeres.....	127
Tabla 6.5.2.	Inversión necesaria para la ejecución de las fases del proyecto ADMS.....	130

ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

Tabla 1.1.1.	Alineación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).....	136
Tabla 1.3.1.	Producto Interno Bruto de la Industria Eléctrica 2007-2017.....	140
Tabla 1.3.2.	Consumo Intermedio de energía eléctrica por subsector de actividad de acuerdo con la demanda intermedia en la matriz de insumo producto de la economía total 2013.....	140
Tabla 1.3.3.	Gasto corriente trimestral en electricidad según deciles de hogares de acuerdo con su ingreso corriente total trimestral.....	141
Tabla 1.3.4.	México en el Índice de Competitividad global y en el reporte Doing Business.....	141
Tabla 1.3.5.	Competitividad global en materia de electricidad.....	142
Tabla 2.2.2.	Permisos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	143
Tabla 2.2.4.	Capacidad por entidad federativa.....	145
Tabla 2.2.7.	Generación por entidad federativa.....	146
Tabla 2.2.8.	Características básicas de las centrales en operación 2017.....	147
Tabla 2.2.9.	Centrales de generación de ciclo combinado 2017.....	148
Tabla 2.2.10.	Centrales de generación termoeléctrica convencional 2017.....	151
Tabla 2.2.11.A.	Centrales de generación carboeléctricas 2017.....	153
Tabla 2.2.11.B.	Centrales de generación de lecho fluidizado 2017.....	153
Tabla 2.2.12.	Centrales de generación turbogás 2017.....	154
Tabla 2.2.13.	Centrales de generación de combustión interna 2017.....	158
Tabla 2.2.14.	Centrales de generación hidroeléctrica 2017.....	164
Tabla 2.2.15.	Centrales de generación nucleoelectrica 2017.....	167
Tabla 2.2.16.	Centrales de generación eólica 2017.....	169
Tabla 2.2.17.	Centrales de generación geotermoelectrica 2017.....	170
Tabla 2.2.18.	Centrales de generación solar 2017.....	172
Tabla 2.2.19.	Centrales de generación con bioenergía 2017.....	173
Tabla 2.2.20.	Centrales de generación de cogeneración eficiente 2017.....	176
Tabla 2.3.1.A.	Regiones de transmisión.....	177
Tabla 2.3.1.B.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017.....	178
Tabla 2.3.5.	Resumen de kilómetros de líneas de transmisión por entidad federativa 2017.....	183
Tabla 3.2.1.	Consumo de energía.....	184
Tabla 3.2.2.	Usos propios.....	185
Tabla 3.2.3.	Consumo final.....	186
Tabla 3.2.4.	Demanda máxima bruta.....	186
Tabla 3.2.5.	Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto.....	186
Tabla 3.2.6.	Pérdidas de electricidad.....	187
Tabla 3.2.7.	Población.....	187
Tabla 3.2.8.	Promedio del precio medio por sector de consumo de electricidad por región de control.....	188
Tabla 3.2.9.	Usuarios del servicio de electricidad.....	188
Tabla 3.3.1.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario de planeación).....	191
Tabla 3.3.2.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario bajo).....	191
Tabla 3.3.3.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario alto).....	192
Tabla 3.3.4.	Pronóstico de consumo bruto del SEN por escenarios.....	192
Tabla 3.3.5.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario de planeación).....	193
Tabla 3.3.6.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario bajo).....	193
Tabla 3.3.7.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario alto).....	194
Tabla 3.3.8.	Pronóstico de la demanda máxima integrada del SIN por escenarios.....	194

Tabla 3.3.9.	Demandas integradas e instantáneas del SIN, escenarios de estudio seleccionados 2018–2032.....	195
Tabla 4.1.1.	Plan Quinquenal 2015–2019.....	199
Tabla 4.1.2.	Gasoductos concluidos.....	200
Tabla 4.1.3.	Gasoductos en construcción.....	201
Tabla 4.1.4.	Gasoductos en proyectos.....	201
Tabla 4.2.1.	Capacidad firme.....	202
Tabla 4.2.2.	Eficiencia térmica.....	203
Tabla 4.2.3.	Emisiones contaminantes por tecnología.....	203
Tabla 4.2.4.	Factor de planta.....	203
Tabla 4.2.5.	Tasas de mantenimiento.....	205
Tabla 4.2.6.	Tasas de salida forzada.....	205
Tabla 4.2.7.	Régimen térmico.....	205
Tabla 4.2.8.	Usos propios.....	206
Tabla 4.2.9.	Vida útil.....	206
Tabla 4.2.10.	Costos fijos de operación y mantenimiento.....	208
Tabla 4.2.11.	Costo unitario de inversión.....	208
Tabla 4.2.12.	Costos variables de operación y mantenimiento.....	209
Tabla 4.2.13.	Capacidad actual y futura de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017-2024.....	209
Tabla 4.2.14.	Costo de construcción por nivel de tensión, circuito y conductor por fase.....	211
Tabla 4.2.15.	Factor de participación de carga por región de transmisión.....	213
Tabla 4.2.16.	Flujo máximo por nivel de tensión, circuito y conductor por fase.....	216
Tabla 4.2.17.	Parámetros de resistencia.....	217
Tabla 4.3.1.	Potencial de energías limpias.....	218
Tabla 4.5.1.	Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctricas 2018-2032.....	223
Tabla 4.5.3.	Evolución de las adiciones de capacidad por región de control 2018-2032.....	245
Tabla 4.5.4.	Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa 2018-2032.....	246
Tabla 4.5.5.	Programa Indicativo para el Retiro de Centrales Eléctricas 2018-2032.....	247
Tabla 4.5.6.	Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2018-2032.....	252
Tabla 4.5.7.	Evolución de la generación de energía eléctrica 2018-2032.....	253
Tabla 4.5.8.	Consumo de combustible 2018-2032.....	254
Tabla 4.5.9.	Emisiones de GEI del sector eléctrico por tecnología 2018-2032.....	255
Tabla 4.5.10.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032.....	256
Tabla 6.1.2.	Monto de inversión para la adquisición de medidores.....	297
Tabla 6.2.2.	Obras para reducción de pérdidas técnicas 2018.....	298
Tabla 6.2.3.	Metas del proyecto regularización de colonias populares.....	298
Tabla 6.2.4.	Medidores y montos de inversión para escalar la medición a AMI.....	299
Tabla 6.3.1.	Indicadores operativos de las RGD.....	299
Tabla 6.3.2.	Avance y metas de confiabilidad.....	300
Tabla 6.4.1.	Inversión e infraestructura de medición para el mercado eléctrico.....	301
Tabla 6.4.2.	Desglose de inversión, medición para el mercado eléctrico.....	301
Tabla 6.5.1.	Medidores y monto de inversión de los proyectos AMI.....	302
Tabla 7.1.1.	Evolución de la inversión estimada por concepto 2018–2032.....	305
Tabla 7.1.2.	Evolución de la inversión estimada en generación por tecnología 2018-2032.....	305
Tabla 7.1.3.	Evolución de la inversión estimada en generación por región de control 2018-2032.....	306
Tabla 7.1.4.	Evolución de la inversión estimada en generación por entidad federativa 2018-2032.....	307
Tabla 7.2.1.	Evolución de la inversión estimada en ampliación y modernización de transmisión 2018-2032.....	308
Tabla 7.3.1.	Evolución de la inversión estimada en distribución 2018-2032.....	309

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.2.1.	Requisitos de CEL.....	7
Gráfico 1.3.1.	Tasa media de crecimiento anual 2007-2017.....	11
Gráfico 1.3.2.	Evolución del crecimiento del PIB total y de la industria eléctrica 2007-2017.....	11
Gráfico 1.3.3.	Consumo energético por combustible.....	12
Gráfico 1.3.4.	Participación de la electricidad en el consumo final de energía por sector.....	12
Gráfico 1.3.5.	Distribución del consumo de energía eléctrica en la producción interna.....	12
Gráfico 1.3.6.	Países con mayor inversión en energías limpias en 2017.....	13
Gráfico 2.2.1.	Capacidad instalada.....	20
Gráfico 2.2.2.	Capacidad instalada por tipo de tecnología 2017.....	20
Gráfico 2.2.3.	Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología.....	21
Gráfico 2.2.4.	Generación de energía eléctrica.....	23
Gráfico 2.2.5.	Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2017.....	23
Gráfico 2.2.6.	Evolución de la generación bruta por tipo de tecnología.....	24
Gráfico 2.4.1.	Crecimiento de usuarios atendidos en distribución 2014-2017.....	48
Gráfico 3.1.1.	Consumo bruto mensual del SEN 2017.....	55
Gráfico 3.1.2.	Tasa media de crecimiento anual del consumo bruto de energía 2007-2017.....	55
Gráfico 3.1.3.	Consumo de energía del SIN 2007-2017.....	55
Gráfico 3.1.4.	Demandas máximas del SIN 2015, 2016 y 2017.....	55
Gráfico 3.1.5.	Demanda máxima mensual instantánea e integrada del SIN 2017.....	56
Gráfico 3.3.3.	Curva de demanda horaria del SIN 2017.....	65
Gráfico 3.3.4.	Curva de demanda horaria del SIN 2032.....	66
Gráfico 4.3.1.	Trayectoria de las Metas de Energías Limpias 2018-2032.....	73
Gráfico 4.5.1.	Participación en la capacidad adicional por tipo de tecnología 2018-2032.....	77
Gráfico 4.5.2.	Participación en la capacidad adicional por región de control 2018-2032.....	77
Gráfico 4.5.3.	Retiro de capacidad por tecnología 2018-2032.....	80
Gráfico 4.5.4.	Capacidad total en operación en 2032.....	81
Gráfico 4.5.5.	Capacidad total en operación por tipo de tecnología en 2022 y 2032.....	82
Gráfico 4.5.6.	Generación total por tipo de tecnología en 2022 y 2032.....	82
Gráfico 4.5.7.	Evolución de la generación de energía eléctrica 2018-2032.....	83
Gráfico 4.5.10.	Reservas de planeación eficiente en el SIN.....	85
Gráfico 4.5.11.	Reservas de planeación eficiente en BC y BCS.....	85
Gráfico 4.5.12.	Estructura de costos del SEN.....	86
Gráfico 4.5.13.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032.....	86
Gráfico 4.6.1.	Capacidad adicional 2018-2032.....	89
Gráfico 4.6.2.	Generación de energías limpias 2018-2032.....	90
Gráfico 4.6.3.	Costos del Sistema Eléctrico 2018-2032.....	90
Gráfico 4.6.4.	Inversión en proyectos de generación.....	91
Gráfico 4.6.5.	Emisiones de GEI 2018-2032.....	91
Gráfico 5.2.1.	Transferencias de potencia el 23 de junio de 2017 a las 16:00 hs.....	98
Gráfico 5.2.2.	Corredores de transmisión saturados en 2017.....	99
Gráfico 5.3.1.	Ubicación geográfica del proyecto línea de transmisión en corriente directa Yautepec potencia – Ixtepec potencia.....	102
Gráfico 5.3.2.	Topología del sistema eléctrico asociado con la línea de transmisión en corriente directa Yautepec potencia – Ixtepec potencia.....	103
Gráfico 5.3.3.	Diagrama simplificado del proyecto de interconexión BC-SIN.....	105
Gráfico 5.3.4.	Diagrama unifilar simplificado del proyecto.....	105
Gráfico 5.4.1.	Diagrama con el proyecto red de transmisión Reynosa – Monterrey.....	113
Gráfico 5.4.2.	Diagrama con el proyecto línea de transmisión submarina Playacar - Chankanaab.....	114
Gráfico 5.4.3.	Ubicación geográfica de la red eléctrica hacia la subestación Tapachula Potencia.....	115

Gráfico 6.1.1.	Interrelación de objetivos particulares y REI.....	120
Gráfico 6.2.1.	Evolución y meta de pérdidas de energía en distribución 2002-2022.....	123
Gráfico 6.2.2.	Evolución de las pérdidas de energía 2013-2017.....	123
Gráfico 6.3.1.	Causas principales que afectan los indicadores de confiabilidad de las RGD.....	124
Gráfico 6.5.1.	Principales módulos de una red eléctrica inteligente.....	131
Gráfico 7.1.1.	Inversión estimada en el sector eléctrico, por actividad 2018-2032.....	135

ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)

Gráfico 3.3.1.	Producto interno bruto: real y pronosticado 2008-2032.....	189
Gráfico 3.3.2.	Precios de combustibles 2018-2032 (escenario de planeación).....	190
Gráfica 3.3.5.	Curva de demanda horaria de Baja California 2017.....	196
Gráfico 3.3.6.	Curva de demanda horaria de Baja California 2032.....	196
Gráfico 3.3.7.	Curva de demanda horaria de Baja California Sur 2017.....	197
Gráfico 3.3.8.	Curva de demanda horaria de Baja California Sur 2032.....	197
Gráfico 3.3.9.	Curva de demanda horaria de Mulegé 2017.....	198
Gráfico 3.3.10.	Curva de demanda horaria de Mulegé 2032.....	198
Gráfico 4.2.1.	Curvas de aprendizaje.....	207
Gráfico 4.5.8.	Consumo de combustibles 2018-2032.....	254
Gráfico 4.5.9.	Emissiones de GEI del sector eléctrico 2018-2032.....	255
Gráfico 6.1.2.	Evolución del proyecto de acometidas y medidores 2018-2022.....	303
Gráfico 6.3.1.	Avance y meta del indicador operativo “SAIDI” de las RGD 2015-2018.....	303
Gráfico 6.3.2.	Avance y meta del indicador operativo “SAIFI” de las RGD 2015-2018.....	304
Gráfico 6.3.3.	Avance y meta del indicador operativo “CAIDI” de las RGD 2015-2018.....	304

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 2.1.1.	Regiones de control del SEN.....	19
Mapa 2.2.1.	Capacidad instalada por entidad federativa 2017.....	22
Mapa 2.2.2.	Generación de energía eléctrica por entidad federativa 2017.....	25
Mapa 2.2.3.	Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2017.....	26
Mapa 2.3.1.	Red troncal de transmisión del SEN 2017.....	39
Mapa 2.3.2.	Regiones de transmisión del SEN.....	39
Mapa 2.3.3.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017.....	40
Mapa 2.3.4.	Longitud de las líneas de transmisión (230 y 400 kV) por entidad federativa 2017.....	43
Mapa 2.3.5.	Interconexiones transfronterizas 2017.....	44
Mapa 2.4.1.	Unidades de negocio de distribución.....	47
Mapa 2.4.2.	Capacidad y número de subestaciones de distribución por unidad de negocio 2017.....	48
Mapa 2.4.3.	Capacidad y número de transformadores de distribución por unidad de negocio 2017.....	49
Mapa 2.4.4.	Longitud de líneas de distribución por unidad de negocio 2017.....	50
Mapa 3.1.1.	Distribución del consumo por región de control 2017.....	57
Mapa 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control 2017.....	57
Mapa 3.3.1.	Crecimiento medio anual del consumo por región de control 2018-2032 (escenario de planeación).....	64

Mapa 3.3.2.	Crecimiento medio anual de la demanda máxima integrada por región de control 2018–2032 (escenario de planeación).....	64
Mapa 3.3.3.	Factor de carga medio por región de transmisión (2018–2032).....	65
Mapa 4.5.1.	Capacidad adicional por entidad federativa 2018-2032.....	79
Mapa 4.5.1.2.	Retiro de capacidad por entidad federativa 2018-2032.....	80

ÍNDICE DE MAPAS (ANEXO)

Mapa 1.2.1	Resultados de la primera subasta de largo plazo en México 2015.....	138
Mapa 1.2.2	Resultados de la segunda subasta de largo plazo en México 2016.....	139
Mapa 1.2.3	Resultados de la tercera subasta de largo plazo en México 2017.....	139
Mapa 2.2.4.	Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado 2017.....	148
Mapa 2.2.5.	Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales 2017.....	150
Mapa 2.2.6.	Capacidad y generación en centrales carboeléctricas y lecho fluidizado 2017.....	152
Mapa 2.2.7.	Capacidad y generación en centrales turbogás 2017.....	153
Mapa 2.2.8.	Capacidad y generación en centrales de combustión interna 2017.....	157
Mapa 2.2.9.A.	Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas 2017.....	164
Mapa 2.2.9.B.	Cuencas de las regiones hidrológicas administrativas.....	166
Mapa 2.2.10.	Capacidad y generación en centrales nucleoeeléctricas 2017.....	167
Mapa 2.2.11.	Capacidad y generación en centrales eólicas 2017.....	168
Mapa 2.2.12.A.	Capacidad y generación en centrales geotermoeléctricas 2017.....	170
Mapa 2.2.12.B.	Permisos y concesiones otorgados en geotermia.....	171
Mapa 2.2.13.	Capacidad y generación en centrales solares 2017.....	171
Mapa 2.2.14.	Capacidad y generación en centrales de bioenergía 2017.....	173
Mapa 2.2.15.	Capacidad y generación en centrales de cogeneración eficiente 2017.....	175
Mapa 2.2.16.	Programa de conversión a dual – CFE.....	177
Mapa 4.1.1.	Red nacional de gasoductos.....	202
Mapa 4.2.1.	Factores de planta eólicos por región de transmisión.....	204
Mapa 4.2.2.	Factores de planta solar por región de transmisión.....	204
Mapa 4.3.1.	Potencial de recurso geotérmico.....	219
Mapa 4.3.2.	Zonas con alta calidad eólica.....	219
Mapa 4.3.3.	Zonas con alta calidad solar.....	220
Mapa 4.3.4.	Sitios con alta calidad de biomasa.....	220
Mapa 4.3.5.	Zonas con exclusiones ambientales.....	221
Mapa 4.3.6.	Zonas con exclusiones sociales.....	221
Mapa 4.3.7.	Zonas con presencia indígena.....	222
Mapa 4.3.8.	Zonas lejanas a la RNT (>20 km).....	222
Mapa 4.5.2.	Capacidad adicional en centrales de combustión interna 2018-2032.....	240
Mapa 4.5.3.	Capacidad adicional en centrales de turbogás 2018-2032.....	240
Mapa 4.5.4.	Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2018-2032.....	241
Mapa 4.5.5.	Capacidad adicional en centrales carboeléctricas, lecho fluidizado y nucleoeeléctricas 2018-2032.....	241
Mapa 4.5.6.	Capacidad adicional en centrales eólicas 2018-2032.....	242
Mapa 4.5.7.	Capacidad adicional en centrales fotovoltaicas y termosolar 2018-2032.....	242
Mapa 4.5.8.	Capacidad adicional en centrales geotérmicas 2018-2032.....	243
Mapa 4.5.9.	Capacidad adicional en centrales hidroeléctricas 2018-2032.....	243
Mapa 4.5.10.	Capacidad adicional en centrales de bioenergía 2018-2032.....	244
Mapa 4.5.11.	Capacidad adicional en centrales de cogeneración eficiente 2018-2032.....	244



INTRODUCCIÓN

- 1.1.** Marco Regulatorio
- 1.2.** Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de electricidad durante 2017 y 2018
- 1.3.** Contribución del Sector Eléctrico

INTRODUCCIÓN

1.1. Marco Regulatorio

En cumplimiento con lo establecido en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el Estado, a través de la Secretaría de Energía (SENER), dirige las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía¹.

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.”

Para dar cumplimiento a los mandatos constitucionales, en agosto de 2014 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) como una Ley reglamentaria de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que tiene como objeto, entre otros, regular la planeación del SEN y faculta a la Secretaría de Energía para dirigir el proceso de planeación.

Decreto por el que se expide la Ley de la Industria Eléctrica².

Artículo 11. “La Secretaría de Energía está facultada para: ... III. Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.”

Por lo anterior, la SENER emite el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN), principal instrumento de planeación del sector eléctrico, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución.

El PRODESEN está alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), a la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014-2018, al Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI), al Programa Especial para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE) y al Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018 (ver Anexo, Tabla 1.1.1.).

Alcance

El PRODESEN contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional que reúne los elementos relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD). Asimismo, es la base fundamental para definir los proyectos que los Transportistas y Distribuidores llevarán a cabo previa instrucción de la SENER. Los programas serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de quince años.

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

Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y cumplir con las Metas de Energías Limpias. No obstante, no es un requisito para la instalación o retiro de centrales eléctricas, y no generará el derecho a obtener u2na

¹ Diario Oficial de la Federación (DOF) 20/12/2013.

² DOF 11/08/2014.

autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las centrales eléctricas que se instalen o pretendan hacerlo en congruencia con dicho programa.

- b. Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).** Son el resultado del proceso centralizado de la planeación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución realizados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y los distribuidores. Incluyen las obras de ampliación y modernizaciones necesarias para buscar la minimización de los costos de prestación del servicio, reducir los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación, en consideración de los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red eléctrica.

De conformidad con el artículo 14 de LIE, los principios que guían los programas que se incluyen en el PRODESEN son:

- Procurar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.
- Incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad y/o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable.
- Coordinarse con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
- Incorporar mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de

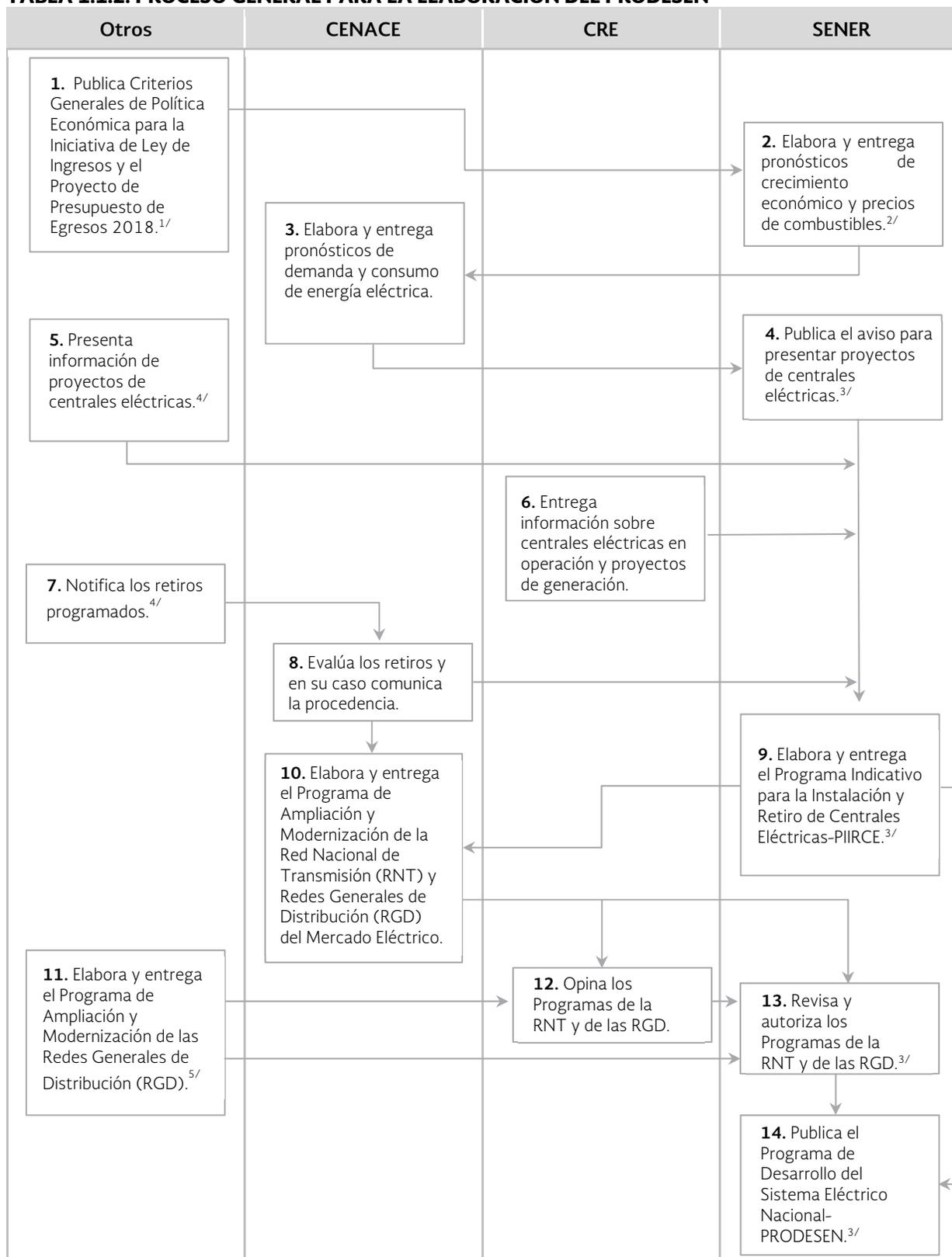
los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

De acuerdo con lo que establece el artículo 5 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE), para la elaboración del PRODESEN se debe considerar al menos:

- Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica.
- La coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.
- La política de Confiabilidad establecida por la Secretaría.
- Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias.
- El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

La información contenida en el PRODESEN es resultado de la coordinación entre la SENER, el CENACE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y otras entidades públicas e integrantes de la industria eléctrica (ver Tabla 1.1.2.).

TABLA 1.1.2. PROCESO GENERAL PARA LA ELABORACIÓN DEL PRODESEN



^{1/} Secretaría de Hacienda y Crédito Público. ^{2/} Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. ^{3/} Subsecretaría de Electricidad. ^{4/} Generadores. ^{5/} Distribuidor. Fuente: Elaborado por la SENER.

1.2. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de electricidad durante 2017 y 2018

Licitación BC-SIN SENER³

El 2 de febrero de 2018, la SENER, por conducto de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear, publicó en el DOF la Convocatoria correspondiente a la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 para el otorgamiento del Contrato de Gestión y Operación de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico Baja California (BC) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El proyecto de interconexión entre el Sistema Eléctrico BC y el SIN fue incluido dentro de los programas de ampliación autorizados, PAMRNT 2016-2030 y PAMRNT 2017-2031, previa opinión de la CRE, por lo que fue incorporado en el PRODESEN 2016-2030 y PRODESEN 2017-2031 dentro del Objetivo 1: Interconectar el Sistema Interconectado Nacional con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California.

El proyecto consiste en la instalación de dos estaciones convertidoras con tecnología HVDC VSC adyacentes a las Subestaciones Cucapah, en Mexicali, Baja California y la Subestación Seri, en Hermosillo y una línea de transmisión en corriente directa que operará en forma bipolar con una capacidad de 1,500 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV, con una longitud estimada de 700 km (1,400 km-c). La inversión estimada es de 1,109 millones de dólares.

De conformidad con lo establecido en las Bases de la Licitación, el licitante ganador será aquel que presente el menor Pago Contractual Anual Constante, y cuya Propuesta Técnica haya cumplido con los requisitos y requerimientos establecidos en las Bases.

De acuerdo con el calendario de la licitación LT/SENER-01-2018, se recibirán propuestas el 22 de agosto de 2018 y el fallo se realizará el 14 de septiembre de 2018.

Licitación Ixtepec-Yautepec CFE-Transmisión

El 8 de febrero de 2018, CFE-Transmisión, por conducto de la Subdirección de Estructuración de Proyectos de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, publicó en el Micrositio de Concursos de la CFE,⁴ el Pliego de Requisitos del Concurso Abierto No. CFE-0036-CASOA-0001-2018 para la contratación del Proyecto 303 LT en Corriente Directa Ixtepec Potencia (Oaxaca) Yautepec Potencia (Morelos).

El proyecto 303 LT está integrado por 15 obras: 2 obras de estaciones convertidoras con voltaje ± 500 kV Bipolo, 3,000 MW, 7,200 MVA, 500 kV DC/400 kV AC, 4 alimentadores DC en 500 kV y 5 alimentadores de CA en 400 kV; 7 obras de subestaciones con voltaje de 400 kV con una capacidad de 1,750 MVA, 166.68 MVar y 11 alimentadores; 5 obras de líneas de transmisión de CA con un voltaje de 400 kV y un total de 437.3 km-C; y 1 obra de línea de transmisión de CD con un voltaje de 500 kV y un total de 1,221.0 km-C, localizadas en los estados de Estado de México, Morelos, Puebla, Oaxaca, Ciudad de México y Veracruz.

De acuerdo con la información del Micrositio de Concursos de la CFE, la fecha límite para recibir ofertas es el 19 de julio de 2018 y el fallo de la licitación se realizaría el 3 de agosto de 2018.

Subastas de Mediano Plazo

A nivel internacional, las subastas son una herramienta de gran éxito y uno de los esquemas preferidos para la promoción de energías renovables por seguir un proceso estructurado, transparente y competitivo. El número de países que utilizan las subastas de energía eléctrica creció de seis en 2005 a más de 67 en 2017.

Durante 2017, países como Alemania, España, Namibia, Turquía, Rusia, Australia, Túnez, Botswana, Sri Lanka, Chile, Arabia Saudita, Polonia y México realizaron subastas de energía y de otros productos del mercado eléctrico.

De conformidad con lo que establece el artículo 53 de la LIE, los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de subastas que llevará a cabo el CENACE.

³ <http://licitaciontransmision.energia.gob.mx/>

⁴ <https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos/>

Las Bases del Mercado Eléctrico⁵ definen las Subastas de Mediano Plazo como aquellas en las cuales los Suministradores de Servicios Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores y Comercializadores para energía eléctrica y Potencia con vigencia de 3 años.

Entre los objetivos de estas Subastas se encuentran:

- Permitir a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica en forma competitiva y en condiciones de prudencia, para que satisfagan las necesidades de Potencia y Energía en el mediano plazo, así como cumplir con los requisitos de cobertura eléctrica que establezca la CRE;
- Permitir a cualquier Participante de Mercado celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Productos de Potencia y/o de Energía;
- Permitir a los Generadores presentar Ofertas de Venta de Productos de Energía a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo, y presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia que no tengan comprometida;
- Permitir que los Comercializadores no Suministradores presenten Ofertas de Venta de Productos de Energía que sirvan de cobertura eléctrica para las Entidades Responsables de Carga;
- Permitir a cualquier Participante del Mercado presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia y Energía correspondientes a sus excedentes de Potencia y Productos de Energía.

El 5 de marzo de 2018 se publicó el fallo de la Primera Subasta de Mediano Plazo (SMP-1/2017), en la cual se logró adjudicar el 3.98% de la oferta total de compra de Potencia; el producto de Energía no se adjudicó.

En la Primera Subasta de Mediano Plazo, participaron como compradores de potencia CFE Suministrador de Servicios Básicos, con la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Iberdrola Clientes y Enel Energía como Suministradores de Servicios Calificados, y Vitol

Electricidad de México como Comercializador no Suministrador, este último participó también como vendedor de potencia.

Los vendedores de potencia en la SMP-1/2017 fueron los Participantes del Mercado (PM) en modalidad de Generador: Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) CFE Generación VI, GPG Energía México y Energía Azteca X.

La oferta ganadora corresponde a GPG Energía México con 50 MW-año de Potencia para entregar en 2018.

Subastas de Largo Plazo

Las subastas de Largo Plazo permiten a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar contratos en forma competitiva y en condiciones de prudencia para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable (EEA) y Certificados de Energías Limpias (CEL), que deban cubrir a través de contratos de largo plazo de acuerdo con los requisitos que establezca la CRE.

Los contratos adjudicados tendrán una duración de 15 años para Potencia y EEA, y 20 años para CEL.

Entre 2015 y 2018, se han realizado tres subastas de largo plazo con éxito y reconocimiento internacional a través de las cuales se han obtenido precios cada vez más competitivos, comparados con los reportados en otros países latinoamericanos como Brasil, Chile y Perú.

La Primera Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2015) concluyó el 30 de marzo de 2016, y logró asignar el 84.9% de la energía solicitada por la CFE, en calidad de Suministrador de Servicios Básicos y el 84.6% de CEL solicitados.

El precio promedio alcanzado fue de 47.7 dólares por paquete (MWh + CEL), inferior a los precios de energía solar fotovoltaica obtenidos en subastas de energía en el 2015 y años anteriores, en países como Alemania, Argentina, Brasil, Francia, India y Sudáfrica.

Los proyectos ganadores de la SLP-1/2015 representan una inversión de 2.6 mil millones de dólares, realizada por 11 empresas originarias de Canadá, China, España, Estados Unidos de América, Francia, Italia y México. Los cuales se localizarán en los estados de Aguascalientes, Baja California Sur, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Tamaulipas y

⁵ ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico, DOF 8/09/2015.

Yucatán. Adicionarán el equivalente a 2.8% de la capacidad instalada en el país en el 2017, es decir, 2,085 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de energía limpia (ver Anexo, Mapa 1.2.1.).

Los proyectos solares entregarán el 74.3% de la energía eléctrica contratada, y el 25.7% restante corresponderá a proyectos eólicos. En conjunto, la energía comprometida representa el 1.6% de la generación total anual del SEN en 2017.

La Segunda Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2016) finalizó el 28 de septiembre de 2016, con la asignación del 83.8% de la energía, 87.3% de CEL y 80.1% de la Potencia que solicitó la CFE como Suministrador de Servicios Básicos.

En esta subasta se asignó 65% más energía y 72% más CEL respecto a la SLP-1/2015, y por primera vez se adquirió Potencia. El precio promedio de los contratos adjudicados en la SLP-1/2016 fue de 33.7 dólares por paquete (MWh + CEL), 30% menor al obtenido en la Primera Subasta de Largo Plazo y de los más bajos a nivel internacional.

Los proyectos ganadores de la SLP-1/2016 representan una inversión de 4 mil millones de dólares, asignados a 23 empresas originarias de los siguientes países: China, Corea del Sur, Estados Unidos de América, España, Francia, Italia, México, Países Bajos, Portugal y Reino Unido.

Los estados en los cuales se ubicarán los proyectos adjudicados en la subasta SLP-1/2016 son: Aguascalientes, Baja California, Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Michoacán, Morelos, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Sonora y Tamaulipas, mismos que adicionarán el equivalente a 3.8% de la capacidad instalada en el país en el 2017, es decir, 2,916 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de Energía Limpia⁶ (ver Anexo, Mapa 1.2.2.).

La participación de las tecnologías en la SLP-1/2016 fue más diversificada, predominaron, al igual que en la primera subasta, las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, sin embargo, se asignaron también proyectos de generación geotérmica e hidroeléctrica en la oferta de energía y CEL, y ciclo combinado en la oferta de Potencia.

⁶ Se excluye la capacidad de las centrales que entregarán únicamente Potencia, así como las hidroeléctricas, ya que actualmente se encuentran en operación.

En la tercera Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2017) que concluyó el 22 de noviembre de 2017, se logró la asignación del 90.2% de energía, 97.8% de CEL y el 41.9% de potencia solicitados.

Esta última subasta se distingue de las anteriores pues por primera vez, compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos realizaron ofertas de compra. Para permitir la participación de dichos compradores se estableció la Cámara de Compensación, que actúa como contraparte en los contratos resultantes de las subastas.

Los compradores participantes en la subasta fueron CFE Suministrador de Servicios Básicos, Iberdrola Clientes y Menkent (CEMEX), con una oferta de compra total de 6,090 GWh-año de energía eléctrica, 6.1 millones de CEL y 1,414 MW-año de Potencia.

Los 16 proyectos ganadores en la SLP-1/2017 representan una inversión estimada de 2.4 mil millones de dólares, proveniente de países como: México, España, Francia, Italia, Canadá, Estados Unidos, China y Japón.

Como resultado de la subasta SLP-1/2017 se instalarán 14 nuevas centrales eléctricas durante los próximos tres años, que representan 2,012 MW⁷ de nueva capacidad de generación eléctrica limpia que se ubicará en los estados de Tlaxcala, Aguascalientes, Zacatecas, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Chihuahua y Sonora (ver Anexo, Mapa 1.2.3.).

En lo referente a las tecnologías de los proyectos ganadores, predomina la solar fotovoltaica con más del 50% de la energía y CEL adjudicados, le siguen las tecnologías eólica y turbogás, esta última participó únicamente en la adjudicación de Potencia.

El precio promedio obtenido en la subasta fue de 20.57 dólares por paquete (MWh + CEL), 38.5% menor al precio obtenido en la SLP-1/2016, y reconocido como uno de los precios más bajos alcanzados en el mundo.

De acuerdo con los fallos emitidos en las tres primeras subastas de largo plazo (SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017), iniciarán operación 66 nuevas centrales de generación eléctrica a partir de fuentes de energía

⁷ Se excluye la capacidad de la central El Cortijo que entregará Potencia y fue ganadora en la SLP-1/2016, así como la central Turbogás los Ramones, que únicamente entregará Potencia.

solar, eólica y geotérmica⁸, mismas que adicionarán 7 GW de capacidad eléctrica en 18 estados del país y concretarán una inversión acumulada de 8.6 mil millones de dólares.

En marzo de 2018 se publicó la convocatoria y las bases de licitación para la cuarta Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2018)⁹, y de acuerdo con su calendario, concluirá en noviembre de 2018.

Mercado de CEL

Los Certificados de Energías Limpias (CEL) son instrumentos que México ha implementado para integrar las energías limpias en la generación eléctrica al menor costo, incentivar el desarrollo de nuevos proyectos de inversión en generación eléctrica limpia y contribuir en la realización de contratos de largo plazo entre Generadores y Participantes Obligados para adquirir CEL en los mejores términos posibles.

El requisito de CEL define la proporción del total de energía consumida durante un año por los Participantes Obligados, que debe ser acreditada como Energía Limpia. En cumplimiento con lo estipulado en la LIE, la SENER estableció los requisitos de CEL publicados para 2018 y 2019, los cuales fueron una variable de decisión para las dos primeras Subastas de Largo Plazo; en conjunto se logró la asignación de 14.7 millones de CEL, es decir, el 39% y 56% de las obligaciones a cumplir en 2018 y 2019, respectivamente.

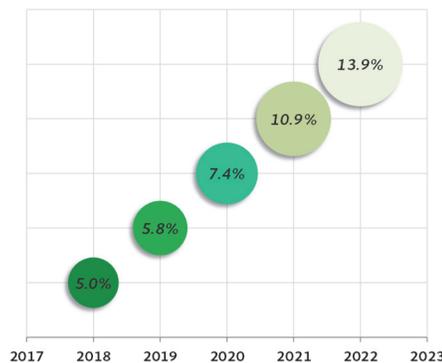
De igual forma, la SENER determinó los requisitos de CEL correspondientes a los periodos de obligación 2020, 2021 y 2022, de 7.4%, 10.9% y 13.9% respectivamente (ver Gráfico 1.2.1.).

Con ello, los Participantes Obligados disponen de mayor información para realizar la planificación de sus demandas de CEL; los interesados en participar en las subastas de largo plazo o en celebrar contratos de cobertura tienen acceso a los valores objetivos para formular las combinaciones óptimas de sus ofertas de venta y, los desarrolladores de proyectos limpios cuentan con mayores estímulos para materializar sus inversiones y participar en el mercado de CEL que inició operaciones en 2018.

El 29 de marzo de 2018, la Secretaría de Energía publicó el Aviso por el que se da a conocer el requisito de CEL en 2021 que será de 10.9%. El requisito resulta

de los ejercicios de prospectiva que lleva a cabo la Secretaría de Energía, mismos que contemplan las proyecciones actualizadas de crecimiento económico, demanda y consumo de energía eléctrica y precios de combustibles y ratifica el valor previamente establecido el 31 de marzo de 2017.

GRÁFICO 1.2.1. REQUISITOS DE CEL
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Entrega de Reglas de Mercado a la CRE

El 20 de diciembre de 2017, en cumplimiento con el artículo Tercero Transitorio de la LIE, la Secretaría de Energía realizó la entrega del paquete de disposiciones operativas que conforman las primeras Reglas del Mercado a la Comisión Reguladora de Energía.

Las primeras Reglas del Mercado se integran por las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, 27 Manuales y una Guía Operativa.

A partir de la entrega, será la CRE quien evalúe y determine necesidades de modificación y actualización de dichas reglas, conforme al comportamiento del mercado eléctrico.

En seguimiento con las actividades de planeación y operación del MEM, se han publicado los siguientes Manuales del Mercado:

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

⁸ Se excluye la capacidad de las centrales que entregarán únicamente Potencia, así como las hidroeléctricas, ya que actualmente se encuentran en operación.

⁹ <http://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>

- Manual de Solución de Controversias.
- Manual de Contratos de Interconexión Legados.
- Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- Manual del Sistema de Información del Mercado.
- Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.
- Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.
- Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- Manual de Subastas de Mediano Plazo.
- Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
- Manual de Costos de Oportunidad.
- Manual de Programación de Salidas.
- Manual de Pronósticos.
- Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.
- Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución.
- Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

A dos años del inicio operación del mercado de energía de corto plazo, se han integrado alrededor de 82 participantes de los cuales, 39 son Generadores, 28 Suministradores de Servicios Calificados, 11 Comercializadores no Suministradores, un Generador de Intermediación, un Usuario Calificado, un Suministrador de Último Recurso y un Suministrador de Servicios Básicos¹⁰.

Por otra parte, el 28 de febrero de 2018 el CENACE dio a conocer los resultados del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) para el año de producción 2017. Su propósito es establecer los precios que responden a las condiciones de escasez o exceso de capacidad de generación en el SEN, para fomentar la demanda de Potencia en el mediano y largo plazo. De esta forma, los resultados del MBP corresponden a los precios de Potencia y montos de liquidación para cada una de las tres Zonas de Potencia que conforman el SEN (ver Tabla 1.2.1.).

Con los resultados del MBP, se busca incentivar el desarrollo de nueva capacidad de generación para el SEN en la medida que ésta se requiera para satisfacer la demanda de energía eléctrica, bajo condiciones de suficiencia y seguridad, conforme a la Política de Confiabilidad establecida por la SENER y a los criterios de confiabilidad emitidos por la CRE.

TABLA 1.2.1. RESULTADOS DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

(Pesos/megawatt-año; pesos)

Zona de Potencia	Precio de Cierre de Potencia (\$/MW-año)	Monto total a liquidarse (\$)
Sistema Eléctrico Nacional (SIN)	3,182,982	4,665,228,037
Baja California (BC)	839,850	325,689,829
Baja California Sur (BCS)	2,938,899	573,063,899

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

¹⁰ Listado de Participantes con Contrato y Transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista al 31 de marzo de 2018

(<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ParticipantesMercado/2018/Participantes%20del%20Mercado%20al%202018%2003Mzo%2031%20v2018-03-31.pdf>).

Principales regulaciones emitidas 2017 y 2018¹¹

Estatutos orgánicos de las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI, CFE Distribución, CFE Transmisión y CFE Suministrador de Servicios Básicos. Establecen la estructura, organización básica y las funciones que correspondan a las distintas áreas que integran a las Empresas Productivas Subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, a los directivos o empleados que tendrán la representación de las mismas y aquéllos que podrán otorgar y revocar poderes en nombre de cada una de las empresas.

ACUERDO por el que se emite el Procedimiento de Operación para la Consola de Pagos. Tiene por objeto implementar la operación de la Consola de Pagos, a fin de llevar a cabo el registro o la cancelación de Operaciones de Pago o de Compensación por parte de los Participantes del Mercado. Asimismo, define los procesos operativos y establece las especificaciones y los criterios operativos para la implementación del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos con respecto a la operación diaria.

TÉRMINOS, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación. Establece los términos, plazos, criterios, bases, metodologías y mecanismos de evaluación de los Contratos Legados para el Suministro Básico, a los que se refieren los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE (TESL-CFE), con la finalidad de minimizar los costos y permitir la reducción de las tarifas finales del Suministro Básico.

ACUERDO por el que se emite la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo. Establece los procedimientos necesarios para que los Contratos que sean asignados por el CENACE a través de Subastas de Largo Plazo, en las que puedan participar Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos, sean administrados de manera centralizada por la Cámara de Compensación a fin de facilitar el cumplimiento de las obligaciones y el ejercicio de los derechos que adquieran tanto los Compradores como los Vendedores en esos Contratos.

ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Programa Especial de la Transición Energética (PETE). El programa incluye el conjunto de actividades y proyectos derivados de las acciones establecidas en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en el marco de la promoción de las Energías Limpias y asegurando su viabilidad económica.

Instrumentos emitidos por la CRE

En seguimiento a las actividades de regulación para la industria eléctrica, la CRE ha publicado los siguientes instrumentos:

- ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica - Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.
- ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado.
- ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que se reconoce a los integrantes de una sociedad de autoabastecimiento o de un permiso de cogeneración de energía eléctrica, el derecho a solicitar directamente la exclusión de sus centros de carga del permiso y del contrato de interconexión legado respectivo.
- RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que emite las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad.
- RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece los términos para acreditar a las unidades que certificarán a las centrales eléctricas limpias y que certificarán la medición de variables requeridas para determinar el porcentaje de energía libre de combustible.

¹¹ Ver Anexo electrónico: Marco regulatorio de la reforma energética

- ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía delega al Jefe de la Unidad de Electricidad, la facultad de autorizar o negar las modificaciones de fechas estimadas de los programas de inicio y terminación de obras, así como de inicio de operación de la Central de Generación de Energía Eléctrica de los permisos de generación; y de las autorizaciones de importación o exportación de energía eléctrica.

Instrumentos emitidos por el CENACE

En lo que respecta al desempeño del MEM, y al establecimiento de sus tarifas de operación, el CENACE ha publicado los siguientes instrumentos:

- AVISO por el que se dan a conocer las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 enero de 2018 y hasta el 28 de febrero de 2018.
- AVISO por el que se dan a conocer las Tarifas de Operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2018.

Tarifas

La CRE publicó la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Finales de Suministro Básico la cual será aplicable durante el periodo tarifario inicial con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018¹².

Los cargos tarifarios que se aplicarán a los usuarios del Suministro Básico, conforme a la Metodología de cálculo publicada por la CRE (distintos a los aplicados a usuarios domésticos y a las actividades de riego agrícola), contemplan los cargos asociados a las Tarifas Reguladas de Transmisión, Distribución, operación del CENACE, Operación del Suministrador de Servicios Básicos y Servicios Conexos no incluidos en el MEM, así como el costo de la energía, potencia y

¹² El 23 de noviembre de 2017 la CRE publicó el Acuerdo A/058/2017, que contiene la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación que aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

¹³ ACUERDO por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos; Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales del suministro básico de estímulo 9-CU y 9-N;

CEL que se necesiten para atender la demanda de los usuarios de Suministro Básico.

Además de incorporar el costo de cada segmento de la cadena de valor de la industria eléctrica, el nuevo esquema tarifario contempla también las variaciones temporales del costo de servicio, y busca garantizar la recuperación de los costos eficientes de la CFE.

Por su parte, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público estableció las tarifas finales vigentes de energía eléctrica del Suministro Básico aplicables a los usuarios domésticos, a las actividades de riego agrícola en baja y media tensión y a las actividades acuícolas, con la finalidad de apoyar e incentivar la economía de los hogares y del campo mexicano¹³.

1.3. Contribución del Sector Eléctrico

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios en el país. El suministro eficiente de energía eléctrica a un costo accesible promueve la competitividad y la capacidad de las empresas e industria para ofrecer más y mejores productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico¹⁴.

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

La suma de estas condiciones converge en un mayor progreso del país, que hacen del sector eléctrico un promotor directo del desarrollo económico y social.

En la última década, la industria eléctrica (la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica¹⁵) alcanzó una participación promedio de

ACUERDO por el que se autorizan las tarifas finales del suministro básico de estímulo acuícola (DOF 20/11/2017).

¹⁴ Se refiere a productos que, contando con mayor calidad, a su vez, pueden ofrecerse a un menor precio, resultado de la mejora en la competitividad de las empresas e industrias.

¹⁵ 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

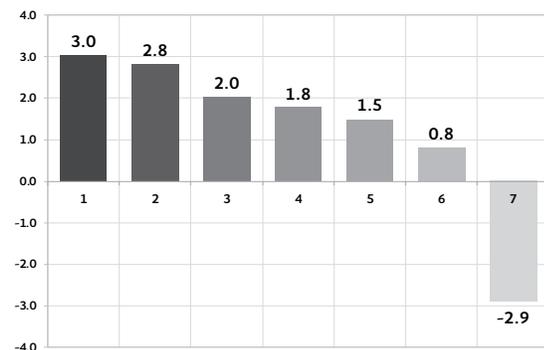
1.2% en el PIB nacional y de 3.6% en la actividad industrial (ver Anexo, Tabla 1.3.1.).

El crecimiento de la industria eléctrica muestra un mayor dinamismo comparado con otras actividades económicas y con el de la economía en su conjunto. Durante el periodo 2007-2017, creció a una tasa promedio anual de 3.0%, superior al 2.0% del PIB nacional (ver Gráfico 1.3.1.).

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

GRÁFICO 1.3.1. TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL 2007-2017

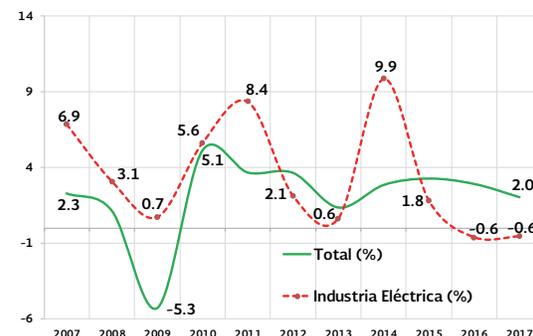
(Porcentaje)



Nota: 1. Industria Eléctrica; 2. Actividades Terciarias; 3. Nacional; 4. Actividades Primarias; 5. Industria Manufacturera; 6. Construcción; 7. Minería. Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares de 2017. Producto Interno Bruto a precios de 2013. BIE, INEGI.

GRÁFICO 1.3.2. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB TOTAL Y DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2007-2017

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares de 2017. Producto Interno Bruto a precios de 2013. BIE, INEGI.

En la última década, la industria eléctrica ha registrado tasas de crecimiento positivas y superiores al PIB nacional; no así en los periodos 2012-2013 y 2015-2017 en que la industria eléctrica se ha visto afectada por la desaceleración de la actividad industrial y de la economía nacional, a consecuencia del débil ritmo de crecimiento en los mercados mundiales y más recientemente por la depreciación del peso, la presencia de desastres naturales y la incertidumbre por el futuro de la relación comercial entre México, Estados Unidos y Canadá, entre otros.

La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 17.6% del consumo energético nacional (ver Gráfico 1.3.3.). Representa el 22.6% del consumo de energía final del sector agropecuario, el 33.4% del consumo de energía de la industria y el 34.4% del consumo final de energía de los sectores residencial, comercial y público en conjunto (ver Gráfico 1.3.4.).

Con la finalidad de conocer el impacto de la industria eléctrica en la estructura productiva del país y de acuerdo con la Matriz Insumo Producto 2013, bajo el método industria por industria, dada a conocer por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), se identificaron los usos de la energía eléctrica en los procesos productivos¹⁶. Del total de la producción de la industria eléctrica, el 62.2% se destina a las actividades secundarias, mientras que las actividades terciarias y primarias consumen 35.6% y 2.2% respectivamente (ver Gráfico 1.3.5.).

planta en que haya sido generada, así como el suministro de energía eléctrica. También incluye a la generación de energía eléctrica sin realizar suministro.

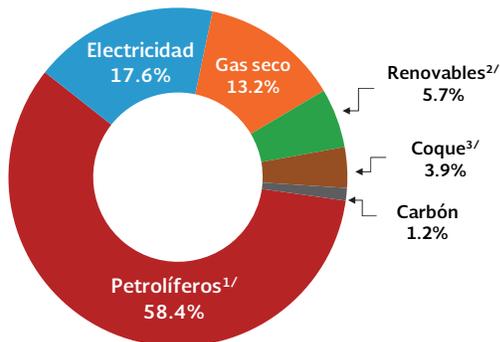
¹⁶ Bajo el supuesto de que en el corto plazo no se presentan cambios tecnológicos importantes, de acuerdo con el Modelo Básico de Insumo-Producto. (SCNM, INEGI 2013).

A nivel subsector económico, sobresale el consumo intermedio de energía eléctrica en el subsector de suministro de agua y suministro de gas por ductos para el consumo final, la minería y la industria de la transformación, debido a la existencia de un importante número de unidades económicas intensivas en consumo de energía eléctrica (ver Anexo, Tabla 1.3.2.).

Finalmente, de acuerdo con la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2016 (ENIGH), el total de los hogares en el país destinan 1.2% 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 217 pesos por pago en electricidad, que representa 2.7% de su ingreso trimestral; en cambio, en el decil 10 (de ingreso más alto) el gasto promedio por pago de electricidad es de 1,288 pesos y representa 0.8% de su ingreso trimestral (ver Anexos, Tabla 1.3.3.).

GRÁFICO 1.3.3. CONSUMO ENERGÉTICO POR COMBUSTIBLE

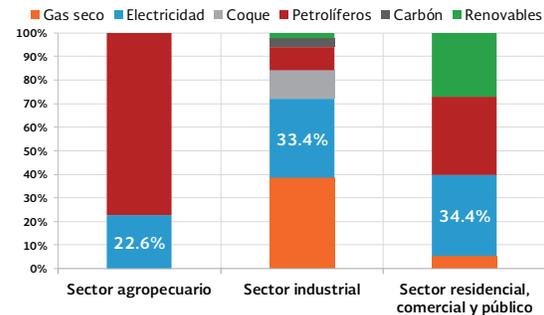
(Porcentaje)



^{1/}Toma en cuenta GLP, gasolinas y naftas, querosenos, diésel y combustóleo.
^{2/}Considera leña, bagazo de caña y solar. ^{3/}Considera coque de carbón y petróleo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares de 2016, Sistema de Información Energética (SIE).

GRÁFICO 1.3.4. PARTICIPACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTOR

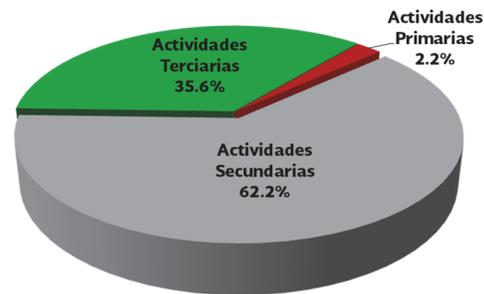
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con información preliminar de 2016, Sistema de Información Energética (SIE).

GRÁFICO 1.3.5. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PRODUCCIÓN INTERNA

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la Matriz Insumo Producto 2013, Industria por Industria. INEGI.

Competitividad

México, a nivel mundial se ubica en el lugar 51 de 137 economías, de acuerdo con el Índice de Competitividad Global 2017-2018 del Foro Económico Global (WEF por sus siglas en inglés)¹⁷. En materia de electricidad, el país se posicionó en el lugar 72 por la calidad de suministro de energía eléctrica, descendiendo cuatro posiciones respecto al periodo 2016-2017; no obstante, mantuvo por segundo año consecutivo, una calificación de 4.9 de una máxima de 7 (ver Anexo, Tabla 1.3.4.).

En materia de obtención de electricidad, México se encuentra en el sitio 92 de 190 economías, según reporta Doing Business 2018, publicado por el Banco Mundial¹⁸; escalando 6 posiciones respecto al reporte

¹⁷ The Global Competitiveness Report 2017-2018: <http://www3.weforum.org/docs/GCR2017-2018/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2017%E2%80%932018.pdf>

¹⁸ <http://www.doingbusiness.org/~media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB2018-Full-Report.pdf>

de 2017¹⁹, lo cual indica una mejora que permitió que México superara a Argentina en el ranking; no obstante, no se ha logrado superar a países como Colombia, Perú, Uruguay y Brasil, los dos últimos se encuentran entre los primeros 50 países con mayor competitividad en obtención de electricidad según reporta el Banco Mundial (ver Anexo, Tabla 1.3.5.).

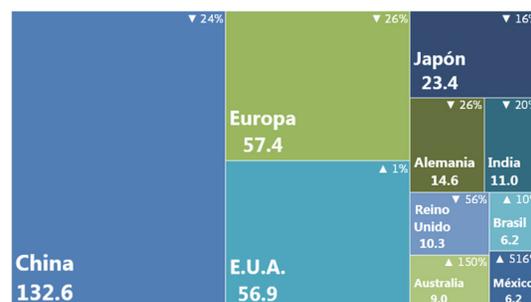
En este sentido, el Banco Mundial reconoce los esfuerzos que México realiza para garantizar el suministro confiable de la electricidad mediante la instalación de redes inteligentes, la extensión de las redes de distribución y la implementación de un nuevo sistema para restablecer el servicio eléctrico de manera remota.

En materia de energías limpias, México ocupa la posición 4 de 71 economías con mayor atractivo para inversiones en Energías Limpias, sólo detrás de China, Jordania y Brasil, según Bloomberg New Energy Finance²⁰. Por otra parte, México avanzó del lugar 24 en 2014 al 9 en 2017 en el Índice de Atracción de Inversiones en Energías Renovables (RECAI)²¹ que publica Ernest & Young, debido al aumento en la captación de inversiones en energías renovables.

De acuerdo con Bloomberg New Energy Finance, México fue uno de los 10 países con mayor inversión en Energías Limpias en el 2017, además se convirtió en el país con el mayor crecimiento de inversiones en el sector al invertir 516% más respecto al 2016 (ver Gráfico 1.3.6).

GRÁFICO 1.3.6. PAÍSES CON MAYOR INVERSIÓN EN ENERGÍAS LIMPIAS EN 2017

(Miles de millones de dólares)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de Bloomberg New Energy Finance.
▲ Incremento ▼ Decremento respecto al 2016.

México forma parte de la Agencia Internacional de Energía

El 17 de febrero de 2018, México se convirtió de manera oficial en el miembro número 30 y el primer país de América Latina en formar parte de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), el foro de energía más importante en el mundo.

Actualmente, la IEA se integra por 30 países miembros y siete países asociados que representan más del 70% del consumo mundial de energía.

Al formar parte de la IEA, México tendrá la oportunidad de recibir asistencia técnica y asesoría en política energética por parte de expertos de la Agencia, acceso a bases de datos y colaborar en acciones colectivas en casos de emergencias energéticas.

La IEA reconoce que la Reforma Energética ha puesto a México firmemente en el mapa de la política energética mundial y considera que será beneficiada por integrar como miembro al país con la 15° economía más grande del mundo, 12° mayor productor de petróleo y uno de los países con mejores recursos renovables en el mundo.

¹⁹ El indicador de obtención de electricidad del reporte Doing Business mide los procedimientos, tiempo y costos para conectarse a la red eléctrica, la confiabilidad del suministro y transparencia en tarifas.

²⁰ <http://global-climatescope.org/en/>

²¹ <http://www.ey.com/gl/en/industries/power---utilities/renewable-energy-country-attractiveness-index>



INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

- 2.1.** Antecedentes del Sistema Eléctrico Nacional
- 2.2.** Generación
- 2.3.** Transmisión
- 2.4.** Distribución

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1. Antecedentes del Sistema Eléctrico Nacional

A finales del siglo XIX, los sectores textil y minero eran los principales usuarios de energía eléctrica. En 1879, en la fábrica de hilados y tejidos “La Americana” en la ciudad de León, Guanajuato, se instaló la primera planta generadora de electricidad con una capacidad de 1.8 kW. Hacia 1890, la Ciudad de México contaba con 2,054 focos para alumbrado público. Posteriormente, el alumbrado público se instaló en las principales ciudades del país, en Guadalajara en 1884, en Monterrey en 1888, y Veracruz y Mérida en 1889.

En 1889, de acuerdo con las estadísticas elaboradas por el Ministerio de Fomento, el país contaba con una capacidad total instalada de 837.89 kW distribuida en 60 plantas, sólo 9.51% era de origen hidráulico y el resto de origen térmico. El principal uso del suministro eléctrico eran los servicios públicos (cerca del 72%) y el resto para los servicios privados. Los servicios públicos principales eran iluminación, bombeo de agua y transporte (tranvías eléctricos). El primer tranvía eléctrico en la Ciudad de México se puso en marcha en 1900 (ver Tabla 2.1.1.).

TABLA 2.1.1. CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA EN MÉXICO EN 1889
(Kilowatt)

Zonas	kW instalados	Porcentaje del total
Norte	65.52	7.85
Golfo	53.70	6.42
Pacífico Norte	17.47	2.08
Pacífico Sur	19.50	2.34
Centro	681.70	81.31
Total Nacional	837.89	100.00

Fuente: Historia de la Industria Eléctrica en México, Tomo I. Enrique de la Garza Toledo et al., Universidad Autónoma Metropolitana. 1994.

En diciembre de 1905, entró en operación la central hidroeléctrica Necaxa. La línea de transmisión en corriente alterna que unía a la Ciudad de México con esta planta hidroeléctrica fue considerada en su momento como la más larga en operación en el mundo, con una extensión de cerca de 272 km, y un

nivel de tensión de 60 kV²². En su momento fue considerada la planta hidroeléctrica más grande de Latinoamérica. La primera planta hidroeléctrica en México se instaló en Batopilas, Chihuahua con 22 kW de capacidad eléctrica en 1889.

En 1900, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el país era únicamente de 18 MW. Para 1940, este valor era de 680 MW y dos décadas después, en 1960, era 3,058 MW.

A fines de 1959, se inauguró en el campo geotérmico de Pathé, Hidalgo, la primera planta geotermoeléctrica del país con una capacidad de 3.5 MW. En 1973 esta central dejó de operar.

En la segunda mitad del siglo XX, el primer gran proyecto hidroeléctrico fue la central Infiernillo, en el río Balsas, que entró en operación en 1965. Para transmitir la energía eléctrica generada en las hidroeléctricas hacia los centros de consumo fue necesario incrementar los niveles de tensión eléctrica previamente utilizados a principios de los años cincuenta (230 kV) por 400 kV.

A partir de 1960, se propició la expansión de una red constituida por regiones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica, así como regiones de transmisión, desarrollando en diversas etapas la interconexión de sistemas aislados para constituirse un Sistema Interconectado Nacional (SIN) en alta tensión (230 y 400 kV) y unificando la frecuencia utilizada a 60 Hz. Un aspecto destacable de este crecimiento es que no se estandarizaron inicialmente las especificaciones de los componentes y equipos. Consecuentemente, hacia 1979 la Comisión Federal de Electricidad inicio estudios y programas para aplicar criterios normalizados en el diseño de centrales termoeléctricas convencionales. Como resultado, en 1986 entró en operación comercial la central termoeléctrica San Luis Potosí, la primera central normalizada con unidades de 350 MW.

En 1958, se realizaron los primeros reconocimientos geológicos en el campo geotérmico de Cerro Prieto,

²² F.S. Pearson / P.O. Blackwell, The Necaxa Plant of the Mexican Light and Power Company, in: Transactions of the American Society of Civil Engineers, Vol. LVIII, June 1907, 37–50

<http://scans.library.utoronto.ca/pdf/9/6/transactionsengi58amer/transactionsengi58amer.pdf>

Baja California, donde en abril y octubre de 1973 empezaron a operar las dos primeras unidades de 37.5 MW cada una. Estas unidades, junto con las siguientes dos de la misma capacidad, se encuentran actualmente fuera de operación, después de haber concluido su periodo de vida útil. No obstante, todavía existen otras unidades generadoras en operación en Cerro Prieto.

En 1982, inició operaciones la central carboeléctrica de Río Escondido, Coahuila, la primera de su tipo. Hacia 1987 la capacidad instalada en el país alcanzaba los 23.15 GW, con una participación de la generación termoeléctrica del 81%.

La primera y única central nucleoelectrica que se ha instalado en México, es la central Laguna Verde, ubicada en Veracruz, que inició operaciones en 1990.

El primer parque eólico en México se construyó en 1994 en La Venta, Oaxaca. El parque eólico La Venta, originalmente un proyecto prototipo, cuenta con siete aerogeneradores de 225 kW y fue el primero en su tipo en nuestro país y en América Latina.

La primera central en operación bajo el esquema de Productor Independiente de Energía²³ fue Mérida III, en Yucatán, de tecnología ciclo combinado y con 484 MW de capacidad operando a partir del año 2000.

El primer parque fotovoltaico instalado por la Comisión Federal de Electricidad fue Santa Rosalía (Tres Vírgenes), ubicado en Baja California Sur con una capacidad de 1 MW que inició operación en 2012.

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el país entre 1960 y 2013, año en que se promulgó la Reforma Energética, creció 17.5 veces.

Durante 2017 entraron en operación 10 MW que son parte del proyecto solar Villanueva en Coahuila. Dicho proyecto forma parte de los ganadores de la Primera Subasta de Largo Plazo de 2015 y es el primer proyecto en operación bajo este esquema creado a partir de la Reforma Energética.

Regiones de control

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se compone por cuatro sistemas eléctricos aislados: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que constituye la gran red eléctrica del país, el Sistema Eléctrico Baja California (BC), el Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y el Sistema Eléctrico Mulegé (SEM).

El SEN está integrado por 10 regiones de control, de las cuales 7 se encuentran interconectadas y conforman el SIN. En estas regiones de control se concentra el mayor consumo de energía eléctrica, por lo que el intercambio de los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas hace posible un funcionamiento más económico y confiable.

Las tres regiones de control, Baja California, Baja California Sur y Mulegé, eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica, se espera que se interconecten al SIN a partir de 2023 y 2024 respectivamente (ver Mapa 2.1.1.).

²³ La modalidad de Productor Independiente fue incluida en la Reforma de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. (DOF 23/12/1992).

MAPA 2.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SEN



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

2.2. Generación

Capacidad instalada de generación de energía eléctrica

En 2017, la capacidad instalada del SEN fue de 75,685 MW, 70.5% corresponde a centrales eléctricas convencionales²⁴ y 29.5% a centrales eléctricas con tecnologías limpias²⁵. La capacidad instalada se incrementó 3% respecto a la capacidad registrada al cierre de 2016 (ver Gráficos 2.2.1. y 2.2.2., y Tabla 2.2.1.).

La capacidad instalada de tecnologías limpias aumentó en 1,148 MW, entre 2016 y 2017, equivalente a 5.4% de incremento. El 59.1% de este crecimiento se debe a la instalación de nuevas centrales eólicas (464 MW) y de cogeneración eficiente (215 MW), cuyo crecimiento anual fue de 12.4% y 20.7%, respectivamente.

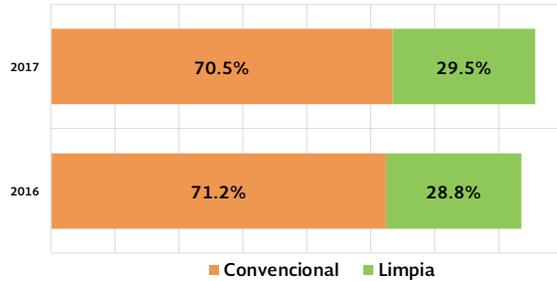
La capacidad instalada de tecnologías convencionales se incrementó en 1,027 MW, entre 2016 y 2017,

equivalente a 2% de aumento. El 96.6% de este crecimiento se explica por la expansión de la capacidad de las centrales de ciclo combinado (810 MW) y combustión interna (182 MW), cuyo crecimiento anual fue de 3% y 12.5%, respectivamente.

²⁴ El término convencional se utiliza como sinónimo de las tecnologías térmicas convencionales.

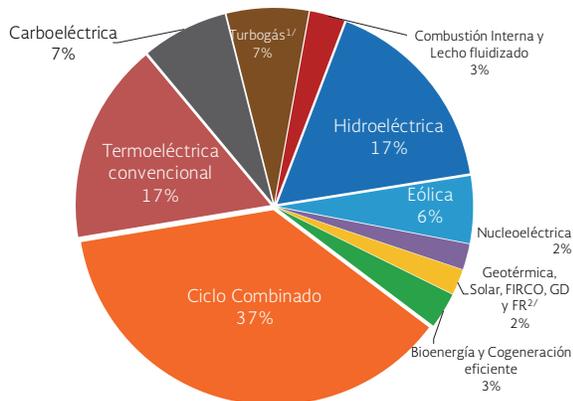
²⁵ De acuerdo con la definición de Energías Limpias contenida en la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (DOF 11/08/2014).

GRÁFICO 2.2.1. CAPACIDAD INSTALADA
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Información preliminar 2017.

GRÁFICO 2.2.2. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2017
(Porcentaje)



^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) de varias tecnologías y Frenos Regenerativos (FR). El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

La evolución histórica de la capacidad de generación de energía eléctrica durante los últimos 15 años permite observar el incremento de la participación de las energías limpias, siendo de 24.4% en 2003 (ver Gráfico 2.2.3.).

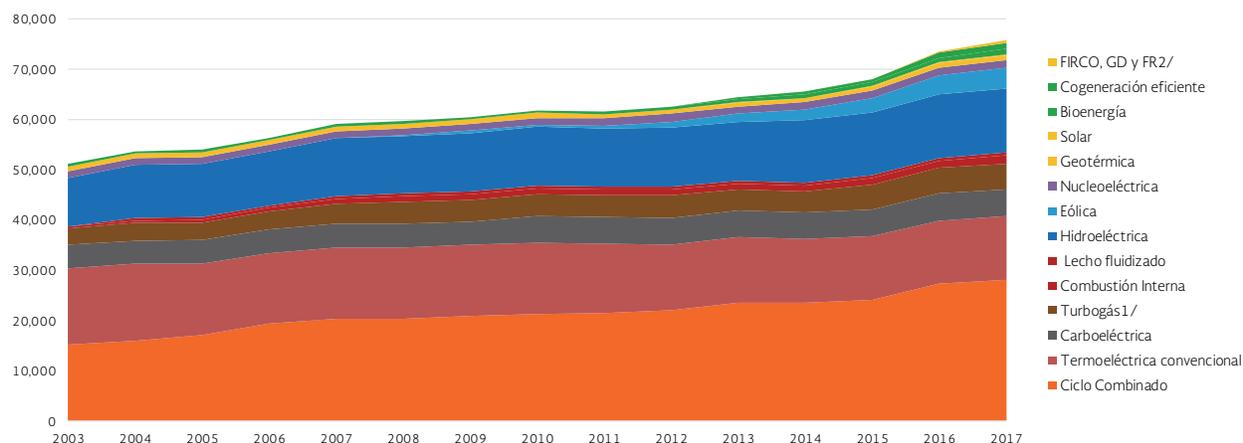
TABLA 2.2.1. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA
(Megawatt)

Tecnología	2016 ^{1/}	2017 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)	No. Centrales
Convencional	52,331	53,358	2.0	526
Ciclo combinado	27,274	28,084	3.0	83
Termoeléctrica convencional	12,594	12,546	-0.4	59
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0	3
Turbogás ^{4/}	5,052	5,136	1.7	131
Combustión Interna	1,453	1,634	12.5	248
Lecho fluidizado	580	580	0.0	2
Limpia	21,179	22,327	5.4	271
Renovable	18,529	19,462	5.0	239
Hidroeléctrica	12,589	12,642	0.4	86
Eólica	3,735	4,199	12.4	45
Geotérmica	909	926	1.9	8
Solar	145	214	47.4	23
Bioenergía ^{5/}	889	1,007	13.3	77
Generación Distribuida (GD) ^{6/}	248	434	75.3	
FIRCO ^{7/}	14	40	182.2	
Otras	2,651	2,865	8.1	32
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	0.0	1
Cogeneración eficiente	1,036	1,251	20.7	30
Frenos regenerativos	6.61	6.61	0.0	1
Total ^{8/}	73,510	75,685	3.0	797

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Incluye plantas móviles. ^{5/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{6/} Varias tecnologías incluidas. ^{7/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

GRÁFICO 2.2.3. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA

(Megawatt)



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

Capacidad instalada por modalidad

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

- **Generador:** permiso otorgado al amparo de la LIE para generar electricidad en centrales eléctricas con una capacidad mayor a 0.5 MW, o bien, contrato de Participante del Mercado para representar en el MEM a estas centrales o, con autorización de la CRE, a centrales ubicadas en el extranjero²⁶.
- **Central Eléctrica Legada:** central eléctrica propiedad de CFE que no se incluye en un permiso para generar energía eléctrica, se encuentra en condiciones de operación, o su construcción y entrega se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión directa²⁷.
- **Central Externa Legada:** central eléctrica que se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o su construcción y operación se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión condicionada²⁸.
- **Autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos:** permisos y contratos

otorgados o tramitados al amparo de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), abrogada en 2014 (ver Anexo, Tabla 2.2.2.)²⁹.

En términos de las modalidades de generación vigentes, el 57.2% de la capacidad instalada corresponde a centrales eléctricas propiedad de CFE, 17.5% a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE) y el 25.3% restante a capacidad que los particulares aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos, generador³⁰, centrales eléctricas para generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO³¹ (ver Tabla 2.2.3.).

²⁶ Artículo 3, fracción XXIV de la LIE.

²⁷ Artículo 3, fracción V, de la LIE.

²⁸ Artículo 3, fracción VI, de la LIE.

²⁹ De conformidad con el artículo Segundo Transitorio de la LIE.

³⁰ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

³¹ El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) opera programas dirigidos para el desarrollo integral del sector rural, mediante la producción de energía eléctrica sustentable y la implementación de medidas de eficiencia energética en las unidades productivas.

TABLA 2.2.3. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD 2017

(Megawatt)

Modalidad	Capacidad Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE^{1/}		
CFE	366	0.5
Producción Independiente	13,247	17.5
Autoabastecimiento	9,994	13.2
Pequeña Producción	94	0.1
Cogeneración	4,042	5.3
Exportación	1,358	1.8
Usos Propios Continuos	477	0.6
Modalidades conforme a la LIE^{2/}		
CFE - Generador	42,934	56.7
Generador	2,700	3.6
Otros		
FIRCO y GD ^{3/}	474	0.6
Total^{4/}	75,685	100.0

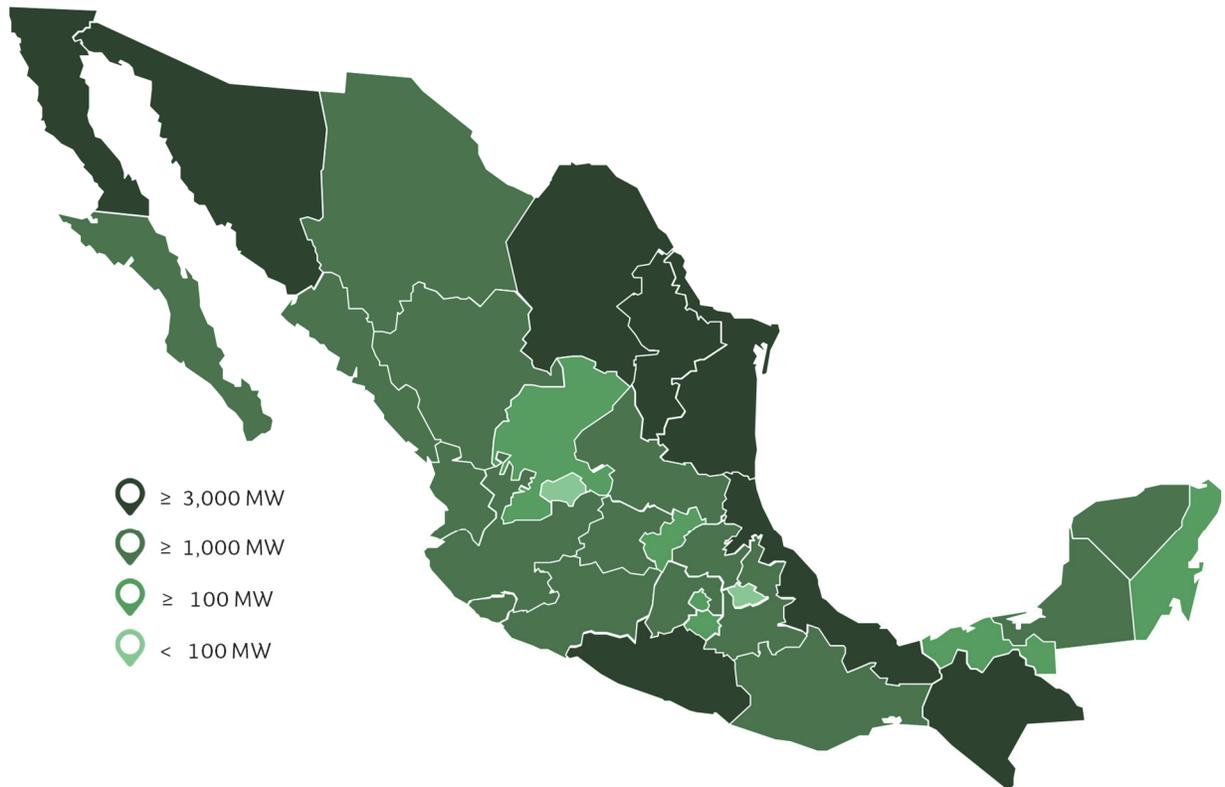
^{1/} Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. ^{2/} Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Capacidad instalada por región de control y entidad federativa

El 62.5% de la capacidad total instalada en México, se concentra en tres regiones de control (Oriental, Occidental y Noreste), 29.4% en cuatro regiones de control (Central, Noroeste, Norte y Peninsular) y el 7.5% restante en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. Adicionalmente, existen 474 MW de capacidad asociada a las unidades relacionadas a FIRCO y generación distribuida en diversas ubicaciones (ver Anexo, Tabla 2.2.4.).

El 38.5% del total de la capacidad instalada se ubica en cinco entidades federativas: Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Baja California y Nuevo León. En contraste, las cinco entidades con menor participación son: Aguascalientes, Tlaxcala, Zacatecas, Ciudad de México y Quintana Roo en las cuales se localiza solo el 1.6% de la capacidad total (ver Mapa 2.2.1.).

MAPA 2.2.1. CAPACIDAD INSTALADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017



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

Generación de energía eléctrica

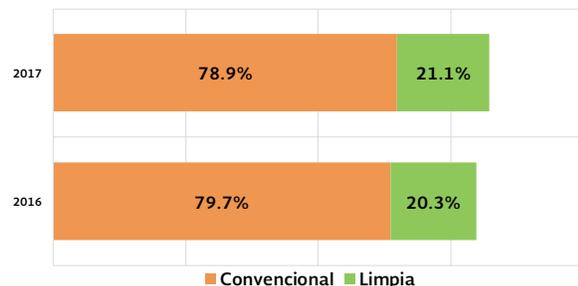
En 2017, se generaron 329,162 GWh de energía eléctrica, 3.1% más que en 2016 (9,799 GWh). El 78.9% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales (259,766 GWh) y el 21.1% restante de tecnologías limpias (69,397 GWh) (ver Gráfico 2.2.4.). El 50% de la generación proviene de ciclos combinados (165,245 GWh), el 13% de térmicas convencionales (42,780 GWh), el 9% de carboeléctricas (30,557 GWh) y el 10% de hidroeléctricas (31,848 GWh).

La generación a partir de fuentes limpias registró un aumento de 4,529 GWh (7% más que en 2016). El 76.9% de la generación limpia proviene de centrales hidroeléctricas (45.9%), nucleoeeléctricas (15.7%) y eólicas (15.3%).

La generación eléctrica proveniente de las tecnologías convencionales se incrementó en 5,270 GWh (2.1% más que en 2016). El 80.1% de la generación convencional proviene de centrales de ciclo combinado (63.6%) y termoeléctricas convencionales (16.5%) (ver Gráficos 2.2.4. y 2.2.5., y Tabla 2.2.5.).

GRÁFICO 2.2.4. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(Gigawatt-hora)

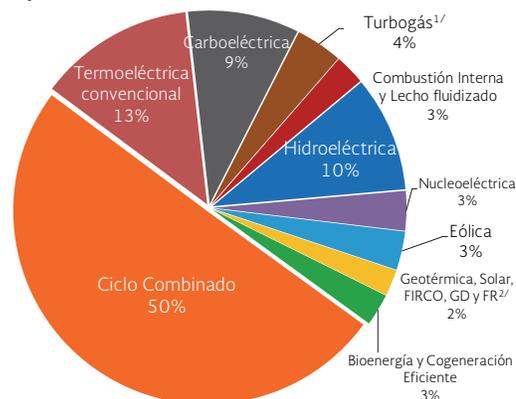


Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Información preliminar 2017.

El comportamiento histórico de la generación de energía eléctrica en los últimos 15 años ha presentado un crecimiento promedio anual de 2.8%. La participación de generación limpia en 2003 fue de 16.7% (ver Gráfico 2.2.6.).

GRÁFICO 2.2.5. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2017

(Porcentaje)



^{1/}Incluye plantas móviles. ^{2/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) de varias tecnologías y Frenos Regenerativos (FR). El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.2.5. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

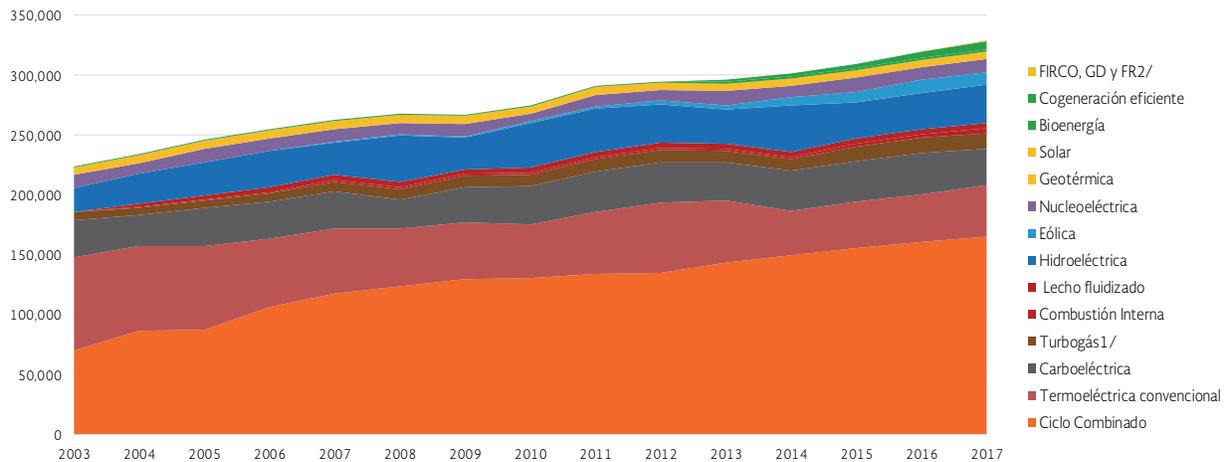
(Gigawatt-hora)

Tecnología	2016 ^{1/}	2017 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Convencional	254,496	259,766	2.1
Ciclo combinado	160,378	165,245	3.0
Termoeléctrica convencional	40,343	42,780	6.0
Carboeléctrica	34,208	30,557	-10.7
Turbogás ^{4/}	12,600	12,849	2.0
Combustión Interna	3,140	4,006	27.6
Lecho fluidizado	3,826	4,329	13.1
Limpia	64,868	69,397	7.0
Renovable	49,244	51,578	4.7
Hidroeléctrica	30,909	31,848	3.0
Eólica	10,463	10,620	1.5
Geotérmica	6,148	6,041	-1.7
Solar	160	344	114.8
Bioenergía ^{5/}	1,471	1,884	28.0
Generación Distribuida (GD) ^{6/}	56	760	1,246.7
FIRCO ^{7/}	36	82	127.3
Otras	15,624	17,818	14.0
Nucleoeeléctrica	10,567	10,883	3.0
Cogeneración eficiente	5,053	6,932	37.2
Frenos regenerativos	4	4	0.0
Total^{8/}	319,364	329,162	3.1

^{1/}Datos revisados. ^{2/}Información preliminar. ^{3/}Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/}Incluye plantas móviles. ^{5/}Incluye biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{6/}Varias tecnologías incluidas. ^{7/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/}Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la SPTE.

GRÁFICO 2.2.6. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA

(Gigawatt-hora)



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

Generación de energía eléctrica por modalidad

Las centrales eléctricas de CFE generaron el 52% de la energía eléctrica en 2017, los PIE's³² aportaron el 26.7%, y el 21.3% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador³³, así como por generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO (ver Tabla 2.2.6.).

Generación de energía eléctrica por región de control y entidad federativa

En el 2017, el 62.3% de la generación eléctrica se concentró en tres regiones de control (Noreste, Oriental y Occidental), el 30.4% se registró en cuatro regiones de control (Norte, Central, Noroeste y Peninsular) y el 7.1% restante se produjo en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

TABLA 2.2.6. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MODALIDAD 2017

(Gigawatt-hora)

Modalidad	Generación Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE^{1/}		
CFE	409	0.1
Producción Independiente	87,928	26.7
Autoabastecimiento	37,596	11.4
Pequeña Producción	187	0.1
Cogeneración	16,601	5.0
Exportación	6,072	1.8
Usos Propios Continuos	973	0.3
Modalidades conforme a la LIE^{2/}		
CFE - Generador	170,649	51.8
Generador	7,905	2.4
Otros		
FIRCO y GD ^{3/}	842	0.3
Total ^{4/}	329,162	100.0

^{1/} Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. ^{2/} Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Los cinco estados con mayor producción de energía eléctrica fueron: Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Baja California y Guerrero, que en conjunto aportaron el 42.6% de la generación eléctrica en el país. En contraste, los estados de: Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las entidades con menor generación de electricidad, con una aportación del 0.4% del total de generación del SEN (ver Mapa 2.2.2.; Anexo, Tabla 2.2.7.).

³² La generación de energía eléctrica de los PIE se destina para la venta a la CFE, por lo que excluye usos propios.

³³ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

El balance de energía por entidad federativa en 2017, que considera la generación y las ventas de electricidad, muestra que las regiones con los mayores excedentes de energía son: Guerrero y Colima. Las entidades que proporcionalmente presentan mayor déficit energético son: Aguascalientes y Quintana Roo (ver Mapa 2.2.3.).

MAPA 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017



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

MAPA 2.2.3. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017



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

Tecnologías de generación de energía eléctrica en México³⁴

Tecnologías Convencionales

El grupo de tecnologías convencionales se integra por las unidades y centrales que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario y no cuentan con un equipo de captura y confinamiento de CO₂. Estas centrales suelen satisfacer la demanda base, como es el caso de los ciclos combinados, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de turbogás.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), las tecnologías convencionales para la generación eléctrica contribuyen con el 18% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel nacional (es la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente, después del

transporte³⁵), con un volumen anual equivalente a 125 mil millones de toneladas de CO₂.

Este grupo incluye las tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica convencional y turbogás, así como todas aquellas que no se encuentran dentro de la clasificación a la que se refiere la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (ver Anexo, Tabla 2.2.8.).

Ciclo Combinado

En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 83 centrales eléctricas con una capacidad instalada total de 28,084 MW equivalente al 37% de la capacidad instalada nacional. La energía eléctrica generada en 2017 alcanzó los 165,245 GWh, que representa el 50% de la generación eléctrica del país en 2017 (ver Anexo, Mapa 2.2.4. y Tabla 2.2.9.).

En los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua, se concentra el 58.8% de la capacidad instalada y el 59.7% de la generación

³⁴ Los datos reportados en esta sección corresponden al cierre de 2017.

³⁵ De acuerdo con el INECC, el transporte involucra a la aviación civil, el autotransporte, ferrocarriles, navegación marítima y fluvial, así como otro transporte.

eléctrica con esta tecnología. Lo anterior corresponde con la distribución de la demanda nacional de gas natural donde las regiones Noreste, Noroeste y Sur-Sureste representaron el 72.6% durante 2016³⁶. Casi el 60% de la demanda total de gas natural en el país corresponde al sector eléctrico³⁷.

La reducción de la producción de gas por parte de Pemex y los precios bajos del combustible en Estados Unidos de América³⁸, han resultado en el incremento sostenido de las importaciones de gas natural, que han registrado una tasa media de crecimiento anual de 17.5% en el periodo de 2016 respecto a 2015.

A nivel global, una quinta parte de la generación de electricidad depende del gas natural. Estados Unidos de América es el mayor productor de electricidad a partir de dicho combustible, seguido por Rusia y Japón. México se ubica dentro de los primeros diez países con la mayor generación de electricidad a partir de gas natural³⁹.

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

La generación de electricidad a partir de ciclo combinado se caracteriza por operar de forma continua al contar con el suministro adecuado de combustible y agua. Este tipo de central presenta una eficiencia superior a otras tecnologías convencionales (es 1.4 veces mayor que la eficiencia de una termoeléctrica convencional), y emite en promedio 346 kilogramos de CO₂ por MWh, valor menor a la media del sector eléctrico⁴⁰.

Termoeléctrica Convencional

En México existen 59 centrales termoeléctricas convencionales cuya capacidad instalada total es de

12,546 MW, equivalente al 17% del total nacional y generaron 42,780 GWh que representa el 13% del total de la electricidad generada en 2017.

El 66.8% de la capacidad instalada y el 73.8% de la energía eléctrica generada en centrales termoeléctricas convencionales, se concentra en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa (ver Anexo, Mapa 2.2.5. y Tabla 2.2.10.).

En el mundo, 5% de la electricidad se produce mediante petróleo y sus derivados. Japón y Arabia Saudita encabezan el listado de los principales países que generan electricidad con dichos combustibles. México se mantiene entre los diez primeros productores de electricidad con crudo y sus derivados⁴¹.

El principio de generación de electricidad en una central térmica convencional es la transformación del agua en vapor, el cual se expande en una turbina que, al darse la condición de presión y temperatura idónea, provoca un movimiento mecánico para impulsar el generador y producir así la electricidad. Posteriormente, el vapor abandona la turbina y se transforma en agua por medio de un condensador, para que esta se almacene nuevamente y comience el ciclo de transformación.

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

En México, como en otros países, se ha optado por sustituir esta tecnología por otras de mayor eficiencia y con menor impacto ambiental, ya que una termoeléctrica convencional es 73% menos eficiente que un ciclo combinado, y emite en promedio 680 kilogramos de CO₂ por cada MWh de energía eléctrica producido.

³⁶ Las regiones Noreste, Noroeste y Sur-Sureste presentaron una demanda de gas natural de 2,499.5, 608.1 y 2,422.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), respectivamente, en 2016 (Prospectiva de Gas Natural 2017-2031).

³⁷ Al cierre de 2016, el sector eléctrico participó con el 50.9%, es decir, 3,878.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (mmpcd) de la demanda de gas natural en México. (Prospectiva de Gas Natural 2017-2031).

³⁸ En 2016 la producción nacional del combustible disminuyó en 9.2% con respecto al 2015 y el precio promedio del gas natural Henry Hub se mantuvo en promedio alrededor de los 3 dólares por millón de BTU

en Estados Unidos de América durante 2017 (Prospectiva de Gas Natural 2017-2031).

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

⁴⁰ El factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional para el periodo 2017, publicado por la Comisión Reguladora de Energía, se fijó en 582 kilogramos de CO₂ por MWh. (https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_El_ctrico_Nacional_1.pdf).

⁴¹ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

Carboeléctrica

México cuenta con tres centrales carboeléctricas cuya capacidad conjunta es de 5,378 MW equivalentes al 7% de toda la capacidad instalada. En 2017 estas centrales contribuyeron con 30,557 GWh de energía eléctrica, que representa el 9% de la generación de electricidad en 2017 (ver Anexo, Mapa 2.2.6. y Tabla 2.2.11.A.).

Las centrales carboeléctricas se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero. El estado de Coahuila es el mayor productor a nivel nacional de carbón mineral⁴², el cual es utilizado en las centrales de Río Escondido y Carbón II. La central dual Petacalco en el estado de Guerrero, utiliza como combustible primario carbón importado y puede utilizar también combustóleo⁴³.

A nivel mundial el carbón representa la fuente principal de energía para la generación de electricidad. Los países con mayor generación eléctrica a partir de esta fuente energética son China y Estados Unidos de América⁴⁴.

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

Si bien, una carboeléctrica es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario para la generación de electricidad origina importantes emisiones contaminantes (en promedio emite 773 kilogramos de CO₂ por MWh) y afecta a los equipos y materiales de la central generadora. No obstante, existen sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ que pueden ser integrados a dichas centrales, con la finalidad de mitigar el nivel de emisiones al medio ambiente.

⁴² México participa con el 0.1% de la reserva mundial de carbón, equivalente a 1,211 millones de toneladas, poco más del 90% se localiza en el estado de Coahuila (BP Statistical Review of World Energy, y Servicio Geológico Mexicano (SGM)).

⁴³ En 2017 se importaron 10.5 millones de toneladas de carbón, principalmente de tres países: 62% proveniente de Colombia, 2.2% de Canadá y 35% los Estados Unidos

Lecho Fluidizado

En México existen solo dos centrales de lecho fluidizado que suman una capacidad de 580 MW, a partir de las cuales se generaron 4,329 GWh de electricidad en 2017, equivalente a 1.3% del total nacional (ver Anexo, Mapa 2.2.6. y Tabla 2.2.11.B.).

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

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

Turbogás

En el país operan 131 centrales de turbogás que representan el 7% de la capacidad total y 4% de la generación eléctrica en 2017⁴⁵.

Los estados de Campeche, Baja California, México, Guanajuato y Baja California Sur aportaron el 62.6% de la generación de energía eléctrica y concentraron el 53.4% de la capacidad en operación de centrales con turbina de gas en 2017 (ver Anexo, Mapa 2.2.7. y Tabla 2.2.12.).

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

de América (SIAVI: Sistema de Información Arancelaria Vía Internet; fracciones arancelarias: 27011101, 27011201, 27011999, 27012001, 27021001, 27022001, 27030001, 27030099, 27040002, 27060001, 38021001, 38029001 y 68151002).

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

⁴⁵ Incluye plantas móviles.

eléctrica. Los gases de escape son generalmente liberados a la atmósfera.

Las plantas de turbinas de gas son utilizadas principalmente para atender la demanda punta debido a su capacidad de arranque rápido; utilizan como principales fuentes de energía primaria el gas natural y el diésel, son menos eficientes que el resto de las tecnologías convencionales (ofrecen una eficiencia media de 36%), y en promedio emiten 509 kilogramos de CO₂ por MWh con gas, o más de 660 kilogramos de CO₂ por MWh con diésel.

Combustión Interna

En 2017 operaron 248 centrales de combustión interna y plantas móviles, equivalentes al 2.2% de la capacidad total y contribuyeron con alrededor del 1.2% de la generación eléctrica en 2017 (ver Anexo, Mapa 2.2.8. y Tabla 2.2.13.).

La producción de electricidad mediante combustión interna se caracteriza por tener costos altos respecto a otras tecnologías convencionales (más de 100 dólares por MWh), es así que solo se utiliza en demanda punta, o bien, en lugares donde no se cuenta con disponibilidad de combustibles para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur. A nivel nacional, esta entidad concentró la mayor capacidad disponible de plantas de combustión interna (25.7%) cuya generación representó el 49.5% del total de electricidad producida a través de esta tecnología en 2017 y el 64.5% de la generación del estado.

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

Las plantas de combustión interna también se utilizan como reserva de capacidad o unidades de emergencia en diversas instalaciones, como hospitales o industrias. De igual forma, presentan la ventaja de no requerir cantidades importantes de agua para la operación, aunque sus emisiones en promedio son

688 kilogramos de CO₂ por MWh, las cuales superan la media de emisiones del sector.

Tecnologías Limpias

Las tecnologías consideradas limpias corresponden a centrales cuya fuente de energía y procesos de generación de electricidad producen emisiones o residuos, en cantidades menores que los umbrales establecidos en las diversas disposiciones aplicables⁴⁶.

Para que una fuente de energía o proceso de generación eléctrica pueda ser considerado como Energía Limpia, sus emisiones de CO₂ deberán ser menores a los 100 kilogramos por cada MWh generado, en tanto no se expidan las disposiciones que determinen los umbrales máximos de emisiones o residuos aplicables a Energías Limpias⁴⁷.

México cuenta con un portafolio amplio de Energías Limpias, gracias a sus condiciones geográficas y climáticas, ya que puede disponer del viento, la radiación solar, los océanos, los mares, los ríos, los yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos (biomasa y biogás), el metano y otros gases asociados a residuos sólidos u orgánicos, la energía nuclear y la energía generada por las centrales de cogeneración eficiente.

Es importante destacar que, mientras más amplia sea la definición y el listado de tecnologías consideradas como limpias, menor será el costo de incorporar dichas tecnologías al sistema, esto permitirá renovar la competitividad del país, contar con una matriz de generación eléctrica diversificada y mantener un balance eficiente y seguro del sistema (ver Anexo, Tabla 2.2.8.).

Hidroeléctrica

En 2017, la generación hidroeléctrica representó el 10% de la generación total (31,848 GWh) y el 17% de la capacidad instalada del SEN (12,642 MW), con 86 centrales en operación (ver Anexo, Mapa 2.2.9.A. y Tabla 2.2.14.).

En México, las grandes centrales hidroeléctricas se localizan en las regiones hidrológicas administrativas IV Balsas, VIII Lerma Santiago y XI Frontera Sur (ver Anexo, Mapa 2.2.9.B.).

Los países que concentran la mayor capacidad instalada en centrales hidroeléctricas son China, Canadá, Brasil, Estados Unidos de América y Rusia, los

⁴⁶ Artículo Tercero fracción XXII de la LIE.

⁴⁷ Artículo Décimo Sexto Transitorio de la Ley de Transición Energética.

cuales representan el 53% de la capacidad hidroeléctrica mundial. México representa el 1% de la capacidad hidroeléctrica en el mundo⁴⁸.

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

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

- a. *Grandes centrales hidroeléctricas*: aquellas en las que se regula de forma anual o multianual la capacidad hidráulica almacenada, con la finalidad de maximizar la generación, y permitir el desarrollo de las actividades de otros sectores, como el agrícola. Las centrales con regulación son las siguientes: Angostura, Chicoasén, Malpaso, Peñitas, Caracol, Infiernillo, Villita, Temascal, El Cajón, Aguamilpa, Zimapán y La Yesca, que representan el 79.3% de la capacidad hidroeléctrica del país.
- b. *Centrales hidroeléctricas menores*: aquellas en las que no se regula o se regula de forma horaria, diaria o semanal los caudales turbinados, por lo que su producción de energía eléctrica suele ser en periodos cortos de tiempo a fin de minimizar la posibilidad de derrames.

Nucleoeléctrica

México cuenta con una sola central nucleoeléctrica ubicada en el estado de Veracruz, con una capacidad actual de 1,608 MW, cuya generación representó el

3% del total nacional (10,883 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.2.10. y Tabla 2.2.15.).

A nivel mundial, la energía nuclear participa con el 11% de la energía eléctrica generada mediante los 450 reactores nucleares en operación, Estados Unidos de América y Francia son los países con el mayor número de centrales instaladas (99 y 58 plantas respectivamente)⁴⁹.

Una central nuclear sigue el mismo principio de generación de energía eléctrica que una central de tecnología convencional, con la diferencia de que no requiere de un proceso de combustión. El vapor necesario para poner en marcha la turbina y esta 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 o sodio líquido. Este fluido absorbe el calor dentro del reactor y permite generar vapor de agua mediante un sistema secundario.

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

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

La energía nuclear es una fuente limpia, ya que no requiere de combustión para su funcionamiento, no está sujeta a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y en su proceso de generación no libera emisiones contaminantes⁵⁰.

⁴⁸ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). Renewable Capacity Statistics 2018, IRENA (<http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>).

⁴⁹ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

Power Reactor Information System, IAEA (<https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>).

⁵⁰ La energía nuclear emite en promedio 65 kilogramos de CO₂ por MWh, considerando emisiones indirectas por construcción, fabricación de equipos, transporte de combustible, entre otros.

Eólica

En México se ubican 45 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 4,199 MW que representa el 6% de la capacidad total instalada. Los parques eólicos del país aportaron un 3% de la generación total nacional (10,620 GWh).

La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 56% de la capacidad instalada y el 61% de la generación anual mediante esta tecnología (ver Anexo, Mapa 2.2.11. y Tabla 2.2.16.).

Los países con la mayor capacidad instalada en parques eólicos son China, Estados Unidos de América, Alemania, España y Reino Unido, con la cual generan el 65% de la energía eólica mundial. México se ubica dentro de los primeros 20 países con la mayor generación de electricidad por medio del viento⁵¹.

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

Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de tres a cuatro metros por segundo (m/s), y alcanzan su producción máxima con velocidades de 13 a 14 m/s.

El factor de planta para este tipo de centrales oscila entre 20% y 43%. Debido a que su capacidad es función de la velocidad del viento, no es posible que funcionen por largos periodos a su capacidad máxima.

La tecnología eólica tiene un despliegue importante debido a su rápido desarrollo tecnológico y disminución de costos, lo que la convierte una la energía renovable de gran crecimiento y demanda mundial⁵². En 2017, la energía eólica presentó un incremento de 10% en la capacidad instalada en el mundo, respecto a la existente en el año anterior⁵³.

⁵¹ IEA Wind. TCP 2016 Annual Report (<https://community.ieawind.org/publications/ar>).

⁵² Al menos 24 países cubrieron el 5% o más de su demanda anual de electricidad por medio de energía eólica en 2016, y por lo menos 13 cubrieron más del 10% (http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/07/17-8399_GSR_2017_KEY-FINDINGS_Spanish_Lowres.pdf).

⁵³ Renewable Capacity Statistics 2018, IRENA (<http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>).

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

En México se estima un potencial eólico de al menos 15,000 MW, el mayor volumen del recurso aprovechable se ubica en las regiones Oriental (Oaxaca), Peninsular, Baja California, Noroeste (Sonora) y Noreste (Tamaulipas) en las cuales, la velocidad del viento alcanza hasta los 12 m/s durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre.

Geotérmica

México cuenta con ocho centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.2% de la capacidad total (926 MW) y el 1.8% de la generación de electricidad del país (6,041 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.2.12.A. y Tabla 2.2.17.).

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

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

Durante 2015 se otorgaron seis concesiones para la explotación de zonas geotérmicas⁵⁴ y 15 permisos de exploración de recursos geotérmicos⁵⁵, ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit y Puebla. En 2016 se otorgaron cinco permisos de exploración de recursos geotérmicos⁵⁶ (ver Anexo, Mapa 2.2.12.B.)

⁵⁴ Cerro Prieto en Baja California, Los Azufres en Michoacán, Los Humeros en Puebla, Tres Vírgenes en Baja California Sur, y Cerritos Colorados en Jalisco, otorgadas a la CFE, y Domo de San Pedro en Nayarit otorgada a un particular.

⁵⁵ 4 permisos en Jalisco, 4 permisos en Michoacán, 2 permisos en Nayarit, 2 permisos en Baja California, y un permiso en Guanajuato, Puebla y Chiapas.

⁵⁶ Un permiso en Nayarit, 2 permisos en Puebla, un permiso en Guanajuato y un permiso en Baja California.

México se ubica dentro de los primeros seis países con mayor capacidad instalada en unidades geotermoeléctricas, junto con Estados Unidos de América, Filipinas, Indonesia, Turquía y Nueva Zelanda⁵⁷.

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

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

Solar

El país cuenta con 23 centrales fotovoltaicas en operación, mismas que representan menos del 0.4% de la capacidad total (214 MW) y el 0.1% de la generación eléctrica en 2017 (344 GWh).

El 75.2% de la capacidad instalada nacional se ubica en cuatro estados: Baja California Sur, Durango, Chihuahua y el Estado de México (ver Anexo, Mapa 2.2.13. y Tabla 2.2.18.).

En el mundo, el 68% de la capacidad instalada⁵⁸ y el 59% de la generación eléctrica en plantas fotovoltaicas⁵⁹ se concentran en Alemania, China, Japón y Estados Unidos de América.

El panorama mundial muestra un crecimiento acelerado en el uso de la energía solar fotovoltaica, ya que más del 55% de total de la capacidad de esta tecnología en el mundo se instaló en los últimos cuatro años⁶⁰.

La tecnología de una planta solar consiste en la conversión de la luz solar en electricidad por medio de un dispositivo semiconductor (celdas fotovoltaicas) o bien, mediante concentradores solares que elevan la

temperatura de un fluido que pasa a una turbina conectada a un generador para producir electricidad.

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

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

En el país existen recursos disponibles en diversas zonas para explotar esta tecnología, como sucede en las regiones Noroeste y Baja California, en las cuales la radiación solar permite generar hasta 8.5 kWh por metro cuadrado en un día, durante los meses de abril a agosto. En promedio, México recibe 2,190 horas de irradiación por año, principalmente en los estados de Baja California, Coahuila, Chihuahua y Sonora⁶¹.

Termosolar

En México se encuentra en construcción el primer proyecto termosolar en Agua Prieta, Sonora, mismo que entrará en operación durante el 2018 y tendrá una capacidad de 14 MW. El proyecto termosolar Agua Prieta II fue desarrollado con el apoyo del Banco Mundial y su uso permitirá incentivar la tecnología de generación de un sistema solar integrado de ciclo combinado (ISCCS, por sus siglas en inglés) en México, a fin de contribuir a la disminución de los gases de efecto invernadero⁶².

Los países líderes en esta tecnología son Estados Unidos de América y España, con casi el 82% de la capacidad instalada en el mundo. Asimismo, países como China, Italia, Alemania, Israel, Tailandia y Turquía

⁵⁷ Renewable Capacity Statistics 2018, IRENA (<http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>).

⁵⁸ Renewable Capacity Statistics 2018, IRENA (<http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>).

⁵⁹ Renewable Energy Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2017.pdf).

⁶⁰ Renewable Capacity Statistics 2018, IRENA (<http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>).

⁶¹ Inventario Nacional de Energías Renovables, SENER.

⁶² Planta Híbrida de Energía Solar/Térmica, Banco Mundial: (<http://projects.bancomundial.org/P066426/hybrid-solar-thermal-power-plant?lang=es&tab=overview>)

cuentan con plantas piloto en operación. Durante el periodo 2008 – 2017, la capacidad instalada termosolar en el mundo se multiplicó en nueve veces, al pasar de 0.5 a 4.9 GW⁶³.

La tecnología termosolar permite generar electricidad mediante colectores solares de canal parabólicos, de plato o torre, colocados en filas paralelas de forma similar a los campos solares fotovoltaicos. Dichos colectores tienen la función de concentrar la radiación solar sobre un receptor lineal por el cual un fluido captura y transfiere la energía calorífica a un intercambiador de calor, donde se produce parte del vapor que impulsa la turbina para generar la electricidad.

Bioenergía

México cuenta con 77 plantas generadoras, que representan el 1.3% de la capacidad total instalada (1,007 MW) del país y emplearon algún tipo de biocombustible para producir 1,884 GWh durante el 2017.

Los estados de Veracruz, Jalisco y San Luis Potosí concentran el 53.9% de la capacidad total de esta tecnología debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos (ver Anexo, Mapa 2.2.14. y Tabla 2.2.19.).

La generación de electricidad por biomasa y residuos representa el 2% del total de electricidad en el mundo. Estados Unidos de América, Brasil y Alemania concentran alrededor del 40% de la electricidad generada por esta tecnología⁶⁴.

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

La biomasa es un compuesto orgánico cuya materia deriva de las actividades agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos de la pesca, residencial, comercial, industrial, de microorganismos y de enzimas⁶⁵.

Cogeneración Eficiente

Las 30 centrales en operación acreditadas por la CRE como cogeneración eficiente representaron el 1.7% de la capacidad instalada (1,251 MW) y generaron el 2.1% de la electricidad en 2017 (6,932 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.2.15. y Tabla 2.2.20.).

La mayor capacidad disponible se ubica en Veracruz y Tabasco, con 767 MW (61.3% del total de la tecnología) y representan el 70.8% de la generación de electricidad mediante esta tecnología certificada ante la CRE.

La cogeneración eficiente representa solo el 9% de la capacidad instalada a nivel mundial, el cual se ha mantenido en la última década; sin embargo, países como Dinamarca y Finlandia han logrado una participación de esta tecnología en la generación de electricidad, de alrededor del 60% y 40%, respectivamente⁶⁶.

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

En la Ley de Transición Energética (LTE), publicada el 24 de diciembre de 2015, se considera como cogeneración a la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambos; la producción directa o indirecta de energía eléctrica mediante la energía térmica no aprovechada en los procesos, o la generación directa o indirecta de energía eléctrica cuando se utilicen combustibles producidos en los procesos.

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

Cabe señalar que la cogeneración se considera como Energía Limpia siempre y cuando califique como

⁶³ Renewable Capacity Statistics 2018, IRENA (<http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>).

⁶⁴ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

⁶⁵ De conformidad con la fracción II, artículo 2, de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

⁶⁶ Linking Heat and Electricity Systems, OECD/IEA 2014 (<https://webstore.iea.org/linking-heat-and-electricity-systems>)

cogeneración eficiente en términos de la regulación que al efecto expida la CRE⁶⁷.

La producción de electricidad mediante la cogeneración es predecible y garantizada, a diferencia de la eólica y la solar, además tiene la capacidad de cubrir la demanda pico.

Frenos Regenerativos

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

La central eléctrica se integra por el conjunto de 10 trenes de composición doble, equipados con frenos regenerativos, los cuales le permiten reducir la velocidad y transforman parte de energía cinética en energía eléctrica al reconectar los motores eléctricos de tracción como generadores durante el proceso de frenado y que operan simultáneamente con una capacidad de generación de 0.6608 MW cada uno⁶⁸.

Cambios en la infraestructura de generación

Los principales cambios en la infraestructura de generación eléctrica durante 2017 fueron los siguientes:

CFE-Generación	
Enero	
	Huicot U's 1a16 (NAY) 1.18 MW
Febrero	
	Santa Rosalía U16 (BCS) 1.3 MW
Abril	
	Tuxpango U3 y U4 ^{1'} (VER) 3 MW
	La Venta U's 1a5 ^{2'} (GRO) 30 MW

Junio	
	Agua Prieta II U3 (SON) 2.786 MW
	Agua Prieta II U1 y U2 ^{3'} (SON) 4.155 MW
Agosto	
	Santa Rosalía U3, U4 y U5 ^{4'} (BCS) 3.45 MW

⁶⁷ De conformidad con el artículo Décimo Sexto Transitorio, fracción IV de la Ley de Transición Energética, y con las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar

el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica, emitidas por la CRE.

⁶⁸ Resolución Núm. RES/365/2011 de la CRE.

Generación
Enero

-   Ingenio San Francisco Ameca (JAL)
7.8 MW
-   Ronal San Luis (SLP)
5.94 MW
-   Parras Cone de México (COAH)
7.96 MW
-   Impulsora Azucarera del Trópico (CAMP)
13 MW
-   Energía Azteca X (BC)
218.62 MW
-   México Generadora de Energía (SON)
60 MW
-   Pasteurizadora Maulec (PUE)
1.38 MW
-   Central España (CDMX)
2.61 MW
-   Central Irapuato (GTO)
3.92 MW
-   Central Reforma (CDMX)
2.61 MW
-   Central Generadora Eléctrica Huinalá (NL)
22.5 MW
-   Altos Hornos de México (COAH)
40 MW
-   EVM Energía del Valle de México (MEX)
34.7 MW
-   Fermicaise (CDMX)
6.24 MW
-   Ingenio Lázaro Cárdenas (MICH)
2.5 MW
-   Lerma (Tepuxtepec) (MICH)
13.6 MW
-   Energreen Energía PI (MEX)
1 MW
-   Fuerza y Energía de Norte Durango (DGO)
101.5 MW
-   Tai Durango Tres (DGO)
2.75 MW

Febrero

-   Atco-Ranman Energía SLP (SLP)
41.36 MW
-   Lamosa Energía de Monterrey (NL)
7.9 MW
-   Quimi-Kao (JAL)
1.1 MW
-   Iberdrola Energía Baja California (BC)
30 MW
-   Central Anáhuac (TAMS)
49.4 MW
-   Central Valle Hermoso (TAMS)
49.9 MW
-   Central Lomas de Real (TAMS)
49.9 MW
-   Central Saltillo (COAH)
50 MW
-   Electricidad Águila de Altamira (TAMS)
49.4 MW

Mayo

-   Granja Caroll de México, Central Perote (VER)
7.48 MW
-   Granjas Caroll de México, Central Cuyuaco (PUE)
1.08 MW

Junio

-   Aguas Tratadas del Valle de México (HGO)
32.6 MW

Julio

-   Fabricaciones Especializadas (DGO)
1 MW

Agosto

-   Petstar (MEX)
2 MW

Septiembre

-   Tizayuca Textil Vuva (HGO)
1.88 MW
-   CE G. Sanborns, Central Coacalco (MEX)
1 MW

Octubre

-   Industria Papelera San Luis (SLP)
1.98 MW
-   Bio Pappel Printing, Central II (VER)
11.6 MW
-   Sabormex (PUE)
3 MW
-   Fuerza y Energía de Tuxpan (VER)
135 MW
-   Fortius Electromecánica (JAL)
8 MW

Noviembre

-   CE G. Sanborns (CDMX)
1 MW
-   CE G. Sanborns Monterrey (NL)
1 MW
-   Cuprum (MEX)
1.97 MW
-   Bio Pappel Scribe (QRO)
32.01 MW

Diciembre

-   Multiservicios 2001 (GTO)
1.17 MW
-   Axtel (QRO)
5.31 MW
-   Techgen (NL)
227.5 MW
-   Parque Solar Villanueva Tres (COAH)
10 MW

Autoabastecimiento

Enero

-   Leiser, Planta San Luis Potosí (SLP)
9.2 MW
-   Mabe México, Planta Troquelados (QRO)
1.3 MW
-   Porcelanite Lamosa, Planta Pavillon (TLAX)
3.8 MW
-   Porcelanite Lamosa, Planta Porcel (TLAX)
10 MW
-   Compañía Minera Autlán (HGO)
0.25 MW
-   Energía Costa Azul (BC)
113.6 MW
-   Geotérmica para el Desarrollo (NAY)
17 MW
-   Iberdrola Energía Monterrey (NL)
83 MW
-   Iberdrola Energía Tamazunchale (SLP)
20 MW
-   Ingenio San Rafael de Pucté (QR)
40 MW
-   México Generadora de Energía (SON)
60 MW
-   Pemex Exploración y Producción, Centro de Proceso Zaap-C (CAMP)
6.4 MW
-   TCP Energy (MEX)
150.72 MW
-   TMQ Generación Energía Renovable (QRO)
1.37 MW
-   Vientos del Altiplano (ZAC)
39.98 MW

Marzo

-   Mabe México, Planta Plásticos (QRO)
1.6 MW

Abril

-   Degremont (CHIH)
1.35 MW
-   Operaciones Turísticas Integrales de México (COL)
2 MW

Mayo

-   Iberdrola Energía del Golfo (TAMS)
80 MW

Junio

-   Compañía Eólica La Mesa (TAMS)
50 MW
-   Eólica Tres Mesas 2 (TAMS)
85.8 MW
-   Ingenio Nuevo San Francisco (VER)
6.5 MW
-   Minas Santa María de Moris (CHIH)
2.7 MW
-   Monclova Pirineos Gas (COAH)
2.4 MW
-   Tiendas Soriana (BCS)
0.6 MW
-   Wabash Technologies de México (BC)
1.1 MW

Agosto

-   Ford Motor Company (CHIH)
9.6 MW
-   Mayakobá Thai (QR)
3 MW
-   Medica Sur (CDMX)
1 MW
-   Nestlé México, Planta Coatepec (VER)
2 MW
-   Prosofia Internacional de México (QRO)
1.4 MW
-   Sulzer Pumps México (MEX)
6 MW

Septiembre

-   Inmobiliaria Rog (TAB)
1.3 MW
-   Servicios de Operaciones Hoteleras, Central Cancún (QR)
0.9 MW
-   No sabe Fallar (MEX)
1.5 MW
-   Parque Solar Coahuila (COAH)
19.8 MW

Noviembre

-   Ecopur (GTO)
3 MW
-   Eolica Los Altos (JAL)
14.2 MW

Diciembre

-   MPG La Bufa (ZAC)
180 MW
-   Pemex Exploración y Producción, Estación de Compresión y Manejo de Gas El Raudal (VER)
2 MW
-   Generadores Eólicos de México (CHIS)
19 MW
-   Energía Limpia de Palo Alto (JAL)
71 MW
-   Hidroeléctrica Cajón de Peña (JAL)
0.7 MW
-   TEchgen (NL)
227.5 MW

Cogeneración

Enero

-   Iberdrola Cogeneración Altamira (TAMS)
60.9 MW
-   Unión Energética del Noroeste (SON)
30 MW
-   Pemex Exploración y Producción, Terminal Marítima Dos Bocas (TAB)
25.42 MW
-   Tractebel Energía de Panuco (TAMS)
4.94 MW

Mayo

-   Zacapu Power (MICH)
1.7 MW

Junio

-   Celulosa y Papel del Bajío (GTO)
1.77 MW

Julio

-   CE G. Sanbons Perisur (CDMX)
1 MW

Septiembre

-   Productos Roche, Planta Toluca (MEX)
2.1 MW

Octubre

-   Iberdrola Cogeneración Bajío (QRO)
61.5 MW

Noviembre

-   Innovation Packaging and Process (SLP)
0.8 MW

Exportación	
Enero	
	▼ Central Generadora Eléctrica Huinalá (NL) 22.5 MW
	▼ Energía Azteca X (BC) 168.62 MW
Pequeña Producción	
Enero	
	▲ Instituto de Investigaciones Electricas (OAX) 4.7 MW
Abril	
	▲ Avant Energías Renovables I (CHIH) 29.4 MW
Diciembre	
	▲ Hidroeléctrica de Tacotán (JAL) 6 MW
Usos Propios Continuos	
Abril	
	▼ Ingenio San José de Abajo (VER) 8 MW
Junio	
	▼ Compañía Azucarera La Concepción (VER) 4.2 MW
Septiembre	
	▼ Copropiedad Electrica del Grupo Cydsa (NL) 8 MW

Simbología:

Bioenergía	Ciclo Combinado	Cogeneración Eficiente	
Combustión Interna	Eólica	Geotérmica	
Hidroeléctrica	Nuclear	Solar	
Turbogás	Térmica Convencional		

^{1/} Incremento de capacidad Unidad 3 (1.1 MW) y Unidad 4 (1.9 MW). ^{2/} Recuperación de capacidad. ^{3/} Decremento de capacidad Unidad 1 (1.697 MW) y Unidad 2 (2.458 MW). ^{4/} Incremento de capacidad Unidad 3 (0.75 MW) y Unidad 4 (0.75 MW) y recuperación de capacidad Unidad 5 (1.95 MW). Nota: Entrada en operación (flecha verde hacia arriba). Baja definitiva (flecha roja hacia abajo). Incremento de capacidad (▲). Disminución de capacidad (▼). Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

Conversión de centrales termoeléctricas

La CFE programó a partir de 2014 la conversión de siete unidades de generación termoeléctrica a combustión dual, con la finalidad de reducir el uso de combustóleo por gas natural, lo que permitirá disminuir el costo de los combustibles para estas centrales y el nivel de emisiones contaminantes al medio ambiente.

Al cierre de 2017, se concluyó la conversión de cinco plantas y se espera que en el transcurso de 2018 se termine el proyecto y entre en operación la conversión de las dos plantas restantes (ver Anexo, Mapa 2.2.16.).

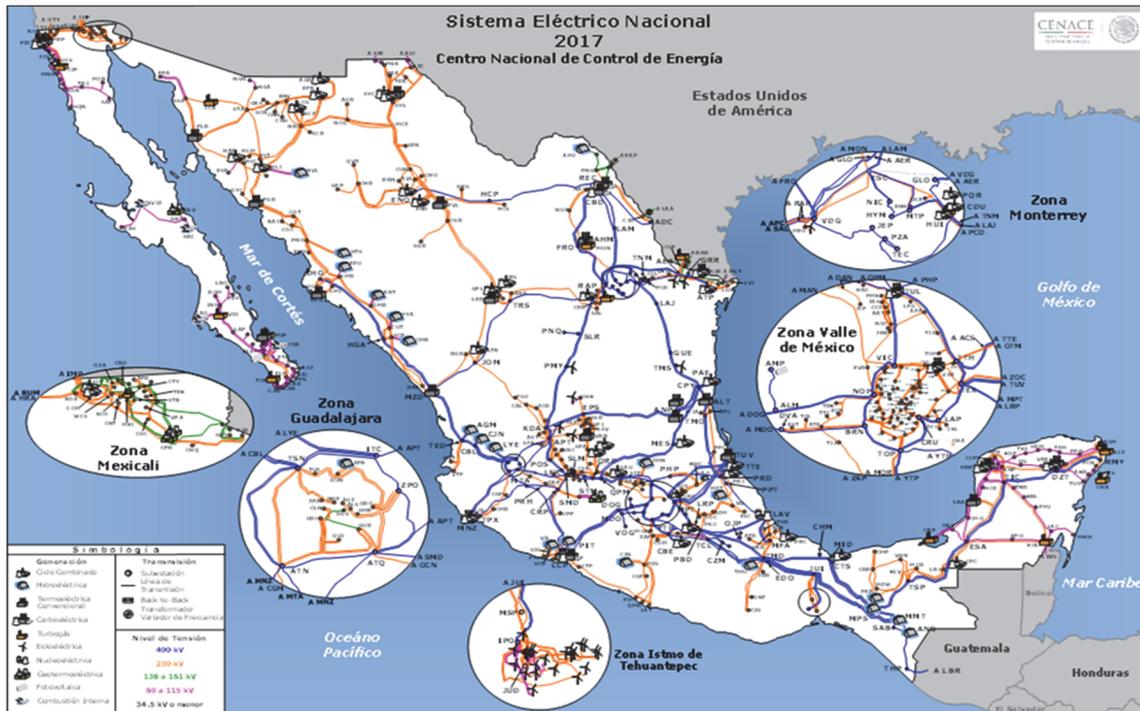
2.3. Transmisión

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

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra conformado por una Red Nacional de Transmisión (RNT) distribuida a lo largo del territorio (ver Mapa 2.3.1.).

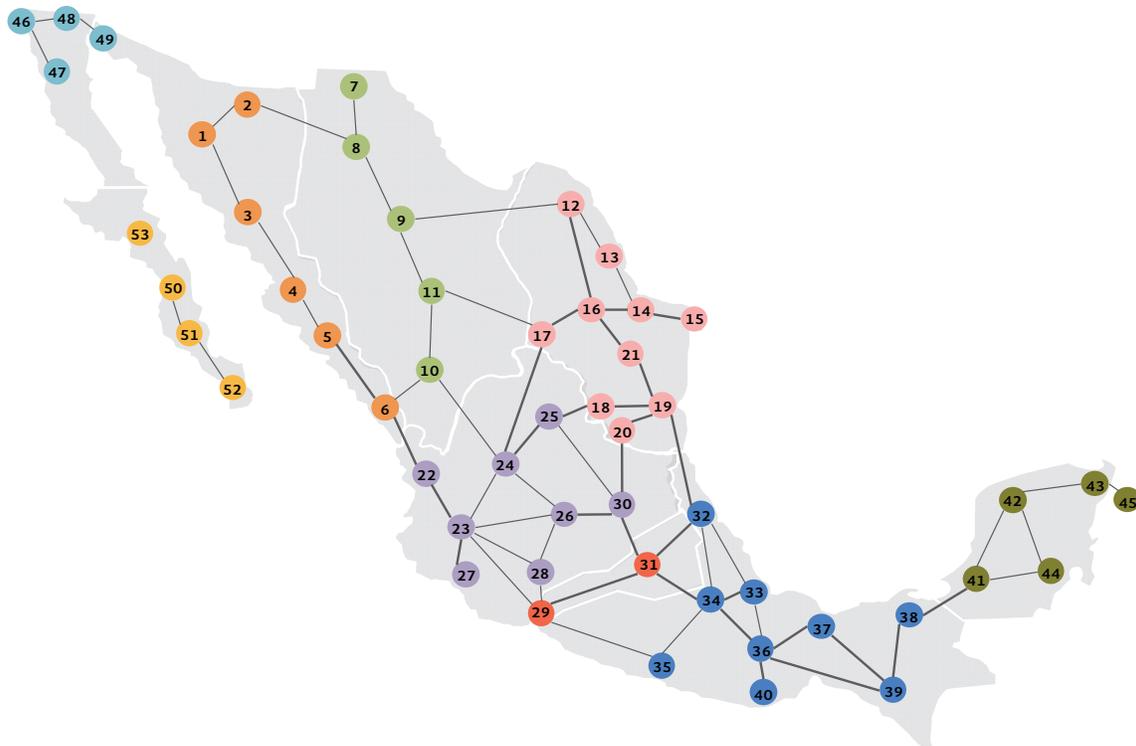
La RNT se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN; las seis restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total (ver Mapa 2.3.2. y Anexo, Tabla 2.3.1.A. y Tabla 2.3.1.B.).

MAPA 2.3.1. RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017



Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del mercado Eléctrico Mayorista 2017-2031, CENACE.

MAPA 2.3.2. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Capacidad de transmisión y transformación

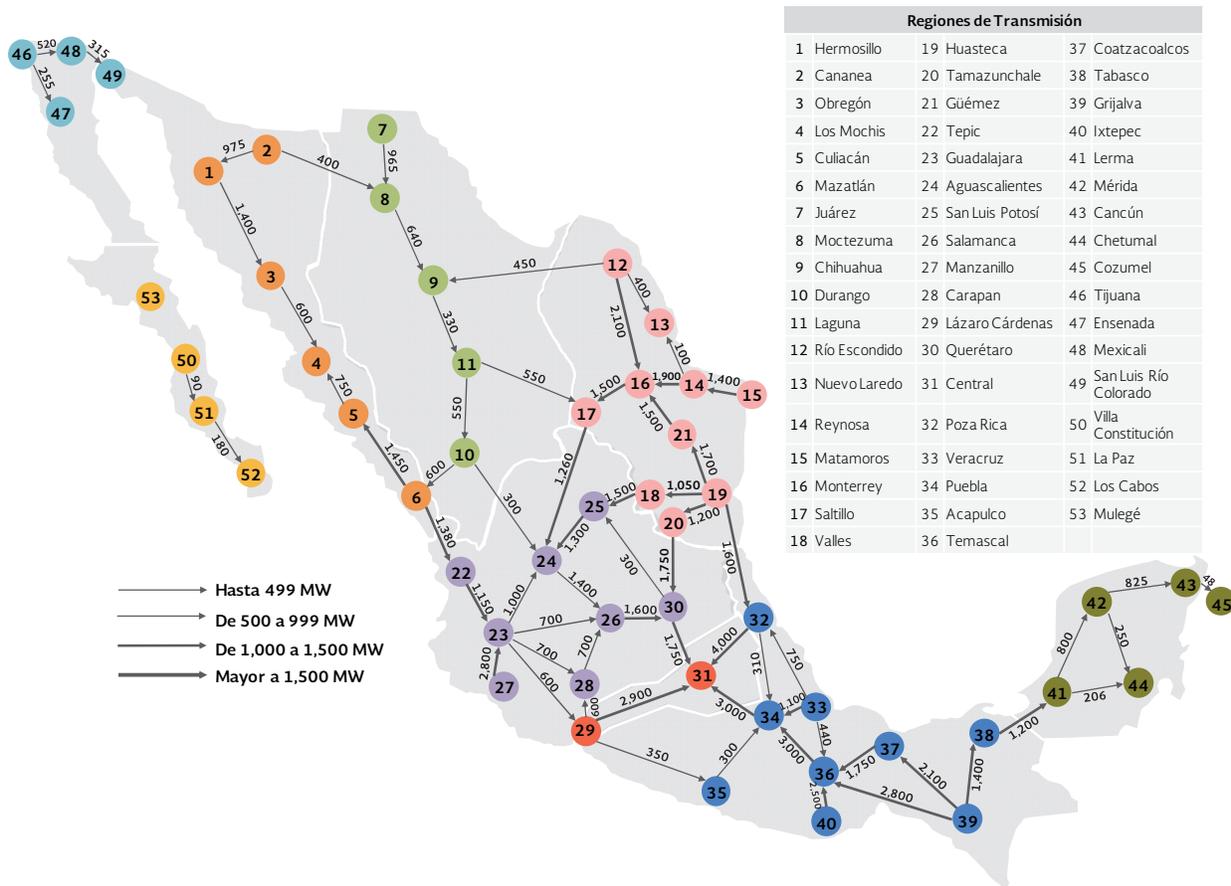
En 2017, la capacidad de los enlaces en las 53 regiones de transmisión fue de 76,697 MW, lo que representó un crecimiento de 3.4% respecto al año anterior.

La capacidad de los enlaces en las regiones de transmisión del SIN fue de 74,929 MW y de los sistemas aislados de la Península de Baja California fue

de 1,768 MW, lo que indica una variación del 3.4% y 0.5% anual, respectivamente (ver Tabla 2.3.2.).

La mayor capacidad de transmisión se concentra en la región de control Noreste con el 24.7% del total. Por otra parte, la región de control Noroeste tuvo el mayor aumento en la capacidad de transmisión con 895 MW, lo que representó un crecimiento de 14.8% anual (ver Tabla 2.3.2.).

MAPA 2.3.3. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 2.3.2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL

(Megawatt)

Región de Control	Capacidad 2016 ^{1/}	Capacidad 2017 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Central	11,400	11,650	2.2
Oriental	16,550	16,450	-0.6
Occidental	12,450	13,200	6.0
Noroeste	6,060	6,955	14.8
Norte	4,110	4,385	6.7
Noreste	18,670	18,960	1.6
Peninsular	3,210	3,329	3.7
Baja California	1,488	1,498	0.7
Baja California Sur ^{4/}	270	270	0.0
SIN ^{5/}	72,450	74,929	3.4
SEN ^{5/}	74,208	76,697	3.4

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz (la región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces. ^{5/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Subestaciones

Las subestaciones de transmisión son instalaciones destinadas a modificar y regular los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica para facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.

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

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

A fin de dar cumplimiento a los Términos para la Estricta Separación Legal de CFE, durante 2017 se ha realizado la distribución de activos entre las Empresas Productivas Subsidiarias (CFE-Transmisión y CFE-Distribución), por lo que la clasificación anterior, aunque sigue siendo válida operativamente, ha dejado de ser representativa para fines de reporte nacional por lo que se ha reagrupado, ya que las subestaciones elevadoras serán reportadas por su correspondiente central de generación, mientras que las subestaciones reductoras y de maniobras serán reportadas por la empresa subsidiaria de distribución, lo que se refleja en las cifras totales de capacidad de transformación instalado en el país, ya que en 2017, la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 158,035 MVA, lo que refleja un decrecimiento anual de 28.8% anual respecto al año anterior. La capacidad total instalada de las subestaciones de transmisión en el Valle de México se redujo en 41.3% con respecto a 2016 al pasar de 25,886 MVA a 15,196 MVA en 2017. Por otra parte, la capacidad de las subestaciones en el resto del país tuvo un decremento de 27.2% con respecto a 2016 (ver Tabla 2.3.3.).

TABLA 2.3.3. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN

(Megavolt-ampere)

Tipo	Capacidad 2016 ^{1/} (MVA)	Capacidad 2017 ^{2/} (MVA)	TCA ^{3/} (%)
CFE sin Valle de México	196,119	142,839	-27.2
CFE Valle de México	25,886	15,196	-41.3
Total^{4/}	222,005	158,035	-28.8

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Incluye 9 Gerencias Regionales de Transmisión de CFE y la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México. Se han distribuido activos debido a los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) de CFE. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE.

Red Nacional de Transmisión (RNT)

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

En 2017, la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 230 y 400 kV (CFE y otras) fue de 53,842 kilómetros, equivalente a un crecimiento de 1% anual. De estos niveles de tensión destacan las líneas de 230 kV, cuyo crecimiento anual fue de 1.8%.

El total de la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 69 kV a 161 kV fue de 53,200 km, lo que representó un incremento de 4.6% (ver Tabla 2.3.4.). Los estados con mayor superficie territorial son los que tienen una mayor longitud de la Red Troncal de Transmisión, como es el caso de Sonora, Veracruz y Chihuahua con 13,377 kilómetros (24.8% del total nacional) (ver Anexo Tabla 2.3.5.).

Los estados con menor Red Troncal de Transmisión son Baja California Sur, Morelos y Colima, por debajo de los 500 kilómetros cada uno (ver Mapa 2.3.4.).

TABLA 2.3.4. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(Kilómetros)

Líneas de transmisión	Longitud 2016 ^{1/}	Longitud 2017 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
CFE	102,391	103,665	1.2
Transmisión (161 a 400 kV)	52,061	52,606	1.0
Nivel de Tensión 400 kV	24,324	24,356	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	27,214	27,731	1.9
Nivel de Tensión 161 kV	523	518.87	-0.8
Transmisión (69 a 138 kV)^{4/}	50,330	51,059	1.4
Nivel de Tensión 138 kV	1,152	1,691	46.8
Nivel de Tensión 115 kV	46,326	46,893	1.2
Nivel de Tensión 85 kV	180	132.68	-26.3
Nivel de Tensión 69 kV	2,672	2,343	-12.3
Otras	1,742	3,378	93.9
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	1,352	1,365	0.9
Nivel de Tensión 115 kV	-	960	-
Nivel de Tensión 85 kV	-	662	-
Total Transmisión^{5/}	104,133	107,042	2.8

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar al cierre de 2017. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} La Subdirección de Transmisión (S.T.) de CFE reporta las líneas de 400, 230 y 161 kV y en particular de acuerdo con convenio, líneas que atiende menores a 161 kV de longitud pequeña. ^{5/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

MAPA 2.3.4. LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 Y 400 KV) POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017

(Kilómetros)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Interconexiones Transfronterizas

Existen 13 interconexiones internacionales en México con Norte y Centroamérica, de las cuales 11 se encuentran en la frontera con Estados Unidos de América y 2 con Centroamérica (ver Mapa 2.3.5.).

Interconexiones con Norteamérica

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

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

Asimismo, existen seis interconexiones permanentes que permiten la exportación e importación de energía eléctrica, dos ubicados entre Baja California, México y

California, Estados Unidos de América, una entre Coahuila y Texas, y tres entre Tamaulipas y Texas:

- 6) Tijuana-Miguel
- 7) La Rosita-Imperial Valley
- 8) Piedras Negras-Eagle Pass
- 9) Nuevo Laredo-Laredo
- 10) Cumbres F.-Planta Frontera
- 11) Cumbres F.-Railroad

Interconexiones con Centroamérica

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

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

El 9 de septiembre de 2016, se instauró la Comisión de Interconexión México-SIEPAC, la cual agrupa los trabajos y visiones de diversas instituciones mexicanas: la CRE, el CENACE, la CFE y Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE), y sus contrapartes regionales de energía como la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), Consejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) y el Ente Operador Regional (EOR), así como los países que la integran con miras a trabajar permanentemente en los temas regionales en materia de política, normatividad y regulación energética, en el marco del Mecanismo de Tuxtla.

En dicha reunión, se presentaron y discutieron el objetivo, alcance, procedimientos y mecanismos de funcionamiento de la Comisión, los cuales se recibieron y consideraron adecuados para dar inicio a los trabajos de la misma.

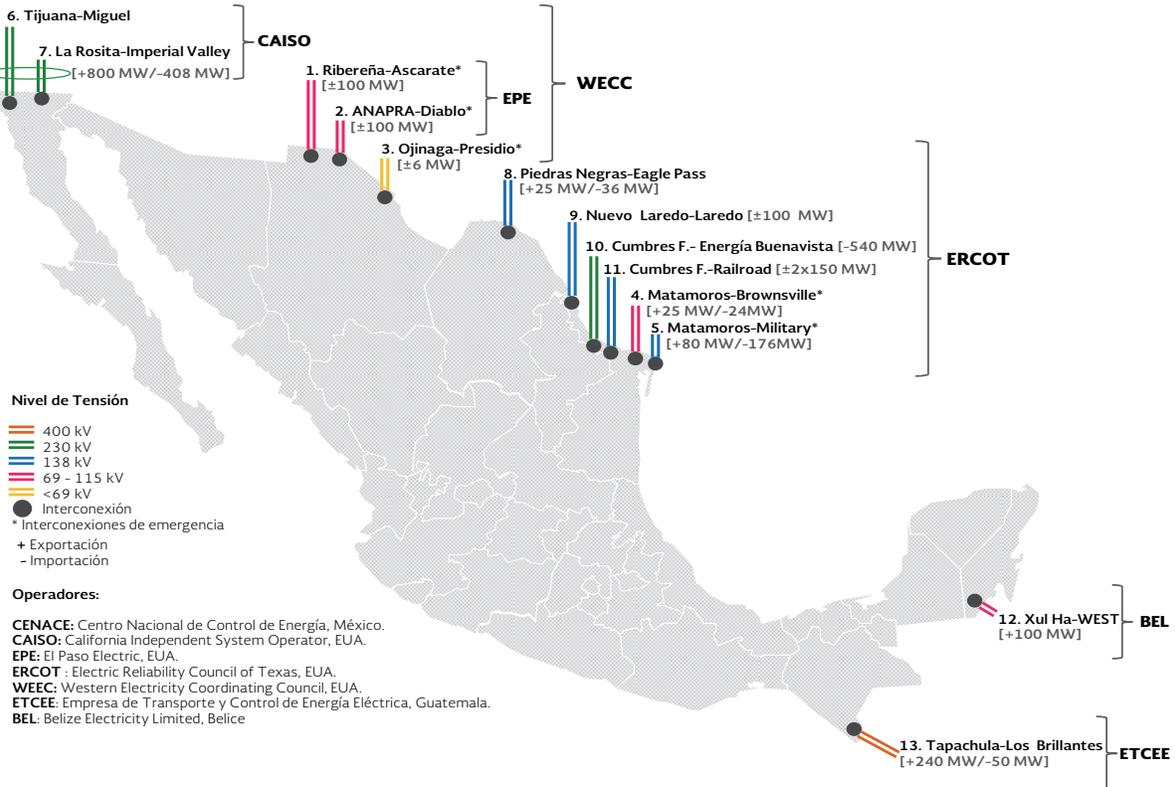
La Comisión por parte del SIEPAC, y a propuesta del CDMER, elaboró los términos de referencia para realizar el estudio “Diseño General del Mercado

Eléctrico México- SIEPAC”. El alcance de este estudio es identificar y evaluar las opciones para aumentar las transacciones comerciales de energía eléctrica entre ambos sistemas, en apego al marco regulatorio existente, con la finalidad de implementar la integración de los mercados eléctricos.

La Comisión por parte de México, y a propuesta del CENACE, elaboró los términos de referencia para los servicios de consultoría sobre el “Estudio, Análisis y Definición de la Infraestructura de Transmisión para Interconectar el Sistema Eléctrico de México con el SIEPAC”, cuyo alcance será definir la infraestructura de transmisión óptima para interconectar los sistemas eléctricos de México y SIEPAC.

Se prevé que durante 2018 se concluya el estudio para el “Diseño General del Mercado Eléctrico México-SIEPAC”, a fin de que en 2019 pueda concluirse el “Estudio, Análisis y Definición de la Infraestructura de Transmisión para Interconectar el Sistema Eléctrico de México con el SIEPAC”.

MAPA 2.3.5. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS 2017



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica

Los principales proyectos concluidos de transmisión eléctrica durante 2017 fueron los siguientes:

Transmisión Febrero

PROYECTO 292 SE 1701 SUBESTACIÓN CHIMALPA DOS

Estado: Estado de México



Líneas de Transmisión: 230 kV, 400 kV; 19.4 km-C



Subestaciones :230 kV/13.8 kV ; 500 MVA



Inversión : 55.4 MDD

Marzo

319 SLT 1904 TRANSFORMACIÓN DE OCCIDENTE (2a. FASE)

Estados: Jalisco



Líneas de Transmisión: 400 kV,230 kV; 5 km-C



Subestaciones: 400 kV/230 kV ; 500 MVA



Inversión: 23.6 MDD

319 SLT 1904 TRANSFORMACIÓN DE OCCIDENTE (1a. FASE)

Estado: Querétaro



Líneas de Transmisión:400 kV ; 27 km-C



Subestaciones: 400 kV



Inversión: 10.9 MDD

308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LÍNEAS TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (2a FASE)

Estados: Campeche y Quintana Roo

Líneas de Transmisión: 230 kV; 367.4 km-C



Subestaciones: 230 kV/115 kV



Compensación: 48 MVar



Inversión:23.6 MDD

Mayo

317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (3a FASE)

Estados: Sinaloa

Líneas de Transmisión: 400 kV,115kV;76.4 km-C



Subestaciones: 400 kV/115 kV /34.5 kV:500MVA



Inversión: 33.3 MDD

307 SLT 1802 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISIÓN DEL NORTE (1a FASE)

Estados: Chihuahua y Durango



Líneas de Transmisión: 230 kV,115kV;13.6 km-C



Subestaciones: 230 kV/115 kV ; 366.60 MVA



Inversión: 31.15MDD

316 SE 1901 SUBESTACIONES DE BAJA CALIFORNIA (3a Convocatoria)

Estados: Baja California y Baja California Sur

Líneas de Transmisión: 161 kV,115kV;13.9 km-C



Subestaciones: 400 kV/115 kV /34.5 kV; 500MVA



Compensación: 48 MVar



Inversión: 33.3MDD

Agosto

234 SLT 1302 TRANSFORMACIÓN DEL NORESTE



Estados: Coahuila

Líneas de Transmisión: 400 kV, 115kV; 25.2 km-C



Subestaciones: 400 kV/115 kV /34.5 kV; 500MVA



Compensación: 75 MVAR



Inversión: 29.8 MDD

Octubre

215 SLT 1201 TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE BAJA CALIFORNIA (5a FASE)

Estado: Baja California



Líneas de Transmisión: 230 kV, 161kV; 31.2 km-C



Subestaciones: 230 kV/161 Kv



Inversión: 12.5 MDD

Noviembre

307 SLT 1802 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL NORTE (2a FASE)

Estado: Chihuahua



Líneas de Transmisión: 400 Kv; 159.3 km-C



Subestaciones: 230 kV



Inversión: 35.2 MDD

Simbología:



Líneas de Transmisión



Subestación



Compensación



Inversión

Nota: Datos preliminares al cierre del 2017. kV: kilovolt. Km-C: kilómetro-circuito. MVA: Megavolt-Ampere. MVAR: Megavolt-ampere reactivo. A: Alimentador. MDD: Millones de dólares. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE y el CENACE.

2.4. Distribución

Las Redes Generales de Distribución (RGD) se utilizan para transportar energía eléctrica al público en general y se integran por las redes en media tensión, cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV o menores e iguales a 35 kV y las redes de baja tensión cuyo suministro se da a niveles iguales o menores a 1 kV.

Servicio

La infraestructura actual de distribución del SEN ofrece servicio a 42.2 millones de usuarios en las 16 Unidades de Negocio (ver Mapa 2.4.1.).

MAPA 2.4.1. UNIDADES DE NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Capacidad de transformación

Subestaciones

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

En 2017, la capacidad de las subestaciones instaladas para distribución fue de 74,133 MVA, equivalente a 7.5% de crecimiento anual (ver Tabla 2.4.1. y Mapa 2.4.2.).

Transformación

En 2017, el número total de transformadores de media a baja tensión en funcionamiento para el servicio de distribución se incrementó en 22 mil transformadores para un total de 1.4 millones, con una capacidad total de 54,366 MVA (ver Tabla 2.4.2. y Mapa 2.4.3.)

TABLA 2.4.1. SUBESTACIONES CON TRANSFORMADORES CONSIDERADOS PARTE DE LAS RGD

Concepto	Unidad	2016	2017	TCA ^{1/} (%)
Alta Tensión – Media Tensión^{2/}				
Subestación	Pieza	1,654	1,733	4.8
Transformador	Pieza	2,558	2,771	8.3
Capacidad	MVA	66,613	71,749	7.7
Media Tensión – Media Tensión				
Subestación	Pieza	335	349	4.2
Transformador	Pieza	380	392	3.2
Capacidad	MVA	2,359	2,384	1.1
Subestaciones de maniobras en Distribución ^{3/}	Piezas		126	

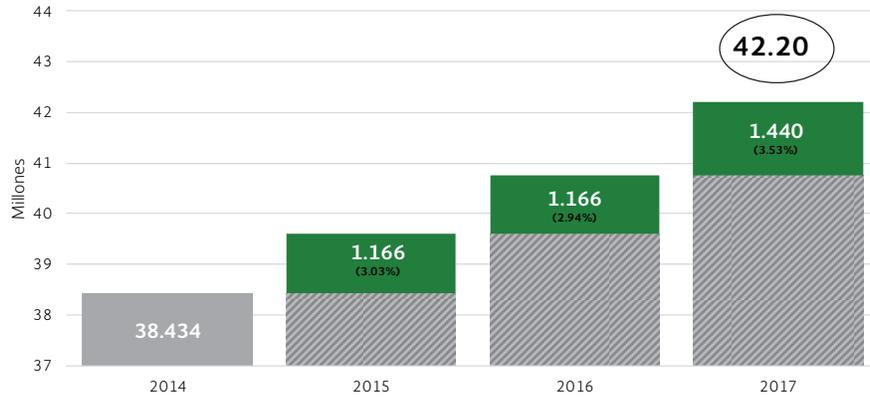
^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución. ^{3/} Subestaciones incorporadas a CFE Distribución como resultado de la estricta separación legal. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

TABLA 2.4.2. USUARIOS ATENDIDOS, CAPACIDAD Y TRANSFORMADORES DE CFE DISTRIBUCIÓN

Concepto	Unidad	2016	2017	TCA ^{1/} (%)
Usuarios atendidos	Millones	40.77	42.20	3.5
Transformadores de distribución				
Cantidad	Pieza	1,446,529	1,469,458	1.6
Capacidad	MVA	53,528	54,366	1.6

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

GRÁFICO 2.4.1. CRECIMIENTO DE USUARIOS ATENDIDOS EN DISTRIBUCIÓN 2014 - 2017
(Millones de usuarios)



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

MAPA 2.4.2. CAPACIDAD Y NÚMERO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO 2017



Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.4.3. CAPACIDAD Y NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO 2017



Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Redes Generales de Distribución

El país se encuentra dividido en 16 Unidades de Negocio que forman parte de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada CFE Distribución. Las cuales son encargadas de prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica⁶⁹.

1. Gerencia Divisional de Distribución Baja California;
2. Gerencia Divisional de Distribución Bajío;
3. Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente;
4. Gerencia Divisional de Distribución Centro Oriente;
5. Gerencia Divisional de Distribución Centro Sur;
6. Gerencia Divisional de Distribución Golfo Centro;
7. Gerencia Divisional de Distribución Golfo Norte;
8. Gerencia Divisional de Distribución Jalisco;
9. Gerencia Divisional de Distribución Noroeste;
10. Gerencia Divisional de Distribución Norte;
11. Gerencia Divisional de Distribución Oriente;
12. Gerencia Divisional de Distribución Peninsular;
13. Gerencia Divisional de Distribución Sureste;

14. Gerencia Divisional de Distribución Valle de México Sur;
15. Gerencia Divisional de Distribución Valle de México Centro; y
16. Gerencia Divisional de Distribución Valle de México Norte.

En 2017, la longitud total de las líneas de distribución fue de 829,925 km. De las cuales el 61.1% corresponde a líneas en media tensión y 38.9% a líneas en baja tensión; cuyas tasas de crecimiento anual fueron 9.6% y 1.9%, respectivamente (ver Tabla 2.4.3. y Mapa 2.4.4.).

⁶⁹ ESTATUTO Orgánico de CFE Distribución. DOF 04/01/2018.

TABLA 2.4.3. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

(Kilómetros)

Líneas de Distribución	Longitud 2016	Longitud 2017	TCA ^{1/} (%)
Distribución CFE	779,119	829,925	6.5
Nivel de Tensión 34.5 kV	80,013	83,152	3.9
Nivel de Tensión 23 kV	65,047	73,119	12.4
Nivel de Tensión 13.8 kV	317,118	350,556	10.5
Nivel de Tensión 6.6 kV	127	127	0.0
Nivel de Tensión 2.4 kV	9	9	0.0
Nivel de Tensión baja	316,805	322,962	1.9
Otras^{2/}	51,969	0	0
Total^{3/}	831,087	829,925	-0.1

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} CFE Distribución, en el 2017 deja de reportar líneas que atendía a 138, 115, 85 y 68kV. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.4.4. LONGITUD DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO 2017

(Kilómetros)



MT: Media Tensión. BT: Baja Tensión. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE



CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- 3.1.** Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica y precio marginal local
- 3.2.** Pronósticos: Producto Interno Bruto, precios de los combustibles, consumo y demanda de energía eléctrica
- 3.3.** Resultados 2018-2032

CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica y precio marginal local

Consumo bruto

El consumo bruto de energía eléctrica se integra por las ventas de energía a través del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores.

En 2017, el consumo bruto del SEN fue de 309,727 GWh, 3.7% mayor respecto al año anterior. Las regiones que registraron una tasa de crecimiento anual por encima de la del SEN fueron: Occidental (5.2%), Norte (5.1%), Noreste (4.1%) y Noroeste (3.9%). Las regiones que crecieron por debajo del SEN fueron: Mulegé (0.8%), Oriental (2.0%), Central (2.7%), Baja California (2.9%), Peninsular (3.0%) y Baja California Sur (3.2%) (ver Tabla 3.1.1.).

En el mismo año en el SIN se concentró el 94.6% del consumo bruto del país. Las regiones de control Occidental (21.5%), Central (19.6%), Noreste (17.6%) y Oriental (15.7%), concentraron el 74.4% del consumo bruto del SEN, a diferencia de los sistemas aislados de Baja California y Baja California Sur (La Paz y Mulegé) los cuales únicamente representaron el 4.5% y 0.9% del consumo bruto, respectivamente (ver Mapa 3.1.1.).

De mayo a octubre de 2017, se registró el 54.1% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 45.9% (ver Gráfico 3.1.1.).

En los últimos diez años (2007-2017), el consumo bruto de energía eléctrica del SEN registró una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 2.6%.

Las regiones con una TMCA mayor que el SEN fueron: Baja California Sur (4.3%), Peninsular (4.1%), Noroeste (3.9%), Norte (2.9%), Noreste (2.9%), Occidental (2.6%). Las regiones con una TMCA menor que el SEN fueron: Mulegé (2.5%), Oriental (2.4%), Baja California (2.1%) y Central (1.6%) (Ver Gráfico 3.1.2.).

Durante el mismo periodo, más de la mitad del consumo (63%) se concentró en las regiones Central, Occidental y Noreste. Las regiones Noroeste y Peninsular han ganado participación entre 2007 y 2017, al pasar de 7.3% a 8.3% y de 3.7% a 4.3% respectivamente (ver Gráfico 3.1.3.).

Demanda Integrada

En los meses de enero y diciembre, se registraron las demandas mínimas anuales en el SIN. El 1 de enero de 2017 a las 9:00 horas se observó el nivel mínimo de la demanda integrada en el SIN con un valor de 18,800 MWh/h.

El 23 de junio de 2017 a las 16:00 horas y 17:00 horas fueron las de mayor demanda con un valor 43,319 de MWh/h, que es 5.9% mayor que el observado en 2016. Las regiones de control Norte y Occidental fueron las que registraron mayores incrementos en sus demandas máximas al crecer 8.2% y 5.3% respectivamente.

En la región de control Norte la demanda máxima se registró el 23 de junio de 2017 a las 16:00 horas con 4,608 MWh/h y en el Occidental se registró el 23 de junio a las 14 horas con 9,842 MWh/h (ver la Tabla 3.1.2.).

En la región Central, la demanda máxima se observó en la temporada invernal. El 8 de febrero de 2017 a las 20:00 horas, debido principalmente a un mayor uso de sistemas de iluminación para fines decorativos en zonas residenciales y comerciales, empleo de sistemas de calefacción y mayor tiempo de iluminación residencial por las noches (ver Mapa 3.1.2.).

Durante 2015 y 2016 las demandas máximas en el SIN se registraron el 14 de agosto y el 08 de julio, ambos a las 17 de la tarde, en contraste en 2017 la demanda máxima sucedió en dos horas consecutivas a las 16:00 y 17:00 horas el 23 de junio.

En los últimos tres años la tasa de crecimiento anual de la demanda máxima del SIN ha aumentado, entre el 2015 y 2016, 2.6% (de 39,840 a 40,893 MWh/h), entre 2016 y 2017 creció 5.9% (de 40,893 a 43,319 MWh/h) (ver Gráfico 3.1.4.).

Demanda Máxima Coincidente

La Demanda Máxima Coincidente (DMC) es la demanda máxima de un conjunto de sistemas en combinación; equivale a la demanda máxima que se tendría si el conjunto fuera un sistema único. La DMC es menor que la suma de las demandas máximas anuales observadas en cada región, debido a que los valores máximos regionales no suceden en el mismo instante.

En 2017, la demanda máxima coincidente del SIN se registró a las 16:00 y 17:00 horas del día 23 de junio, con un valor de 43,319 MWh/h equivalente a un aumento de 5.9% con respecto a los 40,893 MWh/h del 2016. Si se consideran las demandas integradas de los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, coincidentes con la demanda máxima del SIN, la demanda máxima coincidente del SEN sería de 46,025 MWh/h (ver Tabla 3.1.3.).

Demanda Máxima Instantánea del SIN

En junio de 2017, se registró el valor máximo de la demanda instantánea y de la demanda integrada para el SIN, un mes antes en relación con el registro de 2016. La demanda máxima instantánea anual alcanzó los 44,668 MW. El segundo valor más alto del año se registró en el mes de agosto, 3.7% menor que el nivel de junio (ver Gráfico 3.1.5.).

Comportamiento de los Precios Marginales Locales durante 2016 y 2017

Como parte de la implementación de la reforma energética en materia de electricidad, en enero de 2016 inició operaciones el Mercado Eléctrico Mayorista, el cual incluye un Mercado de Energía de Corto Plazo que comprende un Mercado del Día en Adelanto (MDA) y un Mercado de Tiempo Real (MTR).

En el Mercado de Energía de Corto Plazo los participantes del mercado realizan transacciones de compraventa de energía eléctrica basadas en Precios Marginales Locales (PML).

Desde esa fecha, el CENACE determina los PML, en cada NodoP y en cada NodoP Distribuido (NodoD), para el despacho económico de las Unidades de Centrales Eléctricas. De conformidad con la fracción XXX del artículo 3 de la LIE, el PML se define como el "Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía

eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista".

El PML representa el costo marginal de suministrar, al mínimo costo, 1 MW adicional de demanda en un determinado nodo de la red eléctrica. Equivale al incremento en los costos variables de la generación del sistema eléctrico por suministrar 1 MW adicional de demanda en un determinado nodo de la red eléctrica.

Por lo tanto, los PML del Mercado de Corto Plazo se determinan en cada nodo del sistema con base en tres componentes:

- Componente de energía: representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del sistema interconectado correspondiente.
- Componente de pérdidas: es el costo marginal causado por el aumento de pérdidas en la red al suministrar 1 MW adicional de la demanda en el nodo i .
- Componente de congestión: es el costo marginal causado por las restricciones de transmisión al suministrar 1 MW adicional en el nodo i . Este componente es igual a cero si no se presentan restricciones activas de transmisión.

En 2016, el PML máximo en el MDA fue de 6,855 \$/MWh y se registró el 23 y 24 de junio en los siguientes nodos: Los Mochis, Caborca, Guasave, Juárez, Hermosillo, Nogales, entre otros. Todos estos nodos pertenecen a la región de control Norte y Noroeste. El PML mínimo en el MDA fue 126 \$/MWh y se registró el 11 de diciembre en el nodo Reynosa (ver Tabla 3.1.4).

En 2017, el PML máximo en el MDA fue de 7,729 \$/MWh y se registró el 4 de abril en el nodo Cancún, este valor es 13% más alto respecto al registrado en 2016. El PML mínimo en el MDA fue de -123 \$/MWh y se registró el 23 de diciembre en el nodo Ensenada (ver Tabla 3.1.5).

TABLA 3.1.1. CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN DE CONTROL

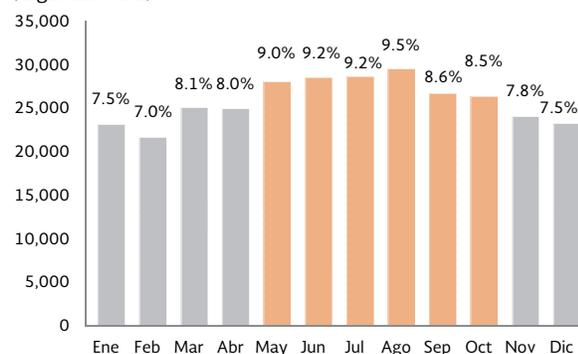
(Gigawatt-hora)

Región de Control	Consumo 2016 ^{1/}	Consumo 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	59,103	60,685	2.7
Oriental	47,642	48,583	2.0
Occidental	63,407	66,696	5.2
Noroeste	23,389	24,293	3.9
Norte	24,696	25,949	5.1
Noreste	52,297	54,423	4.1
Peninsular	12,129	12,498	3.0
SIN	282,662	293,127	3.7
Baja California	13,438	13,825	2.9
Baja California Sur ^{4/}	2,541	2,622	3.2
Mulegé	151	152	0.8
SEN	298,792	309,727	3.7

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.1. CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2017

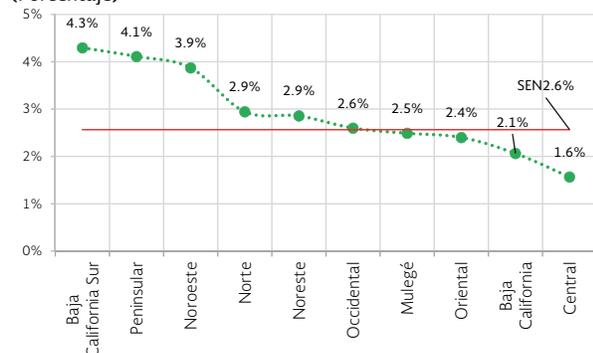
(Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.2. TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA 2007-2017

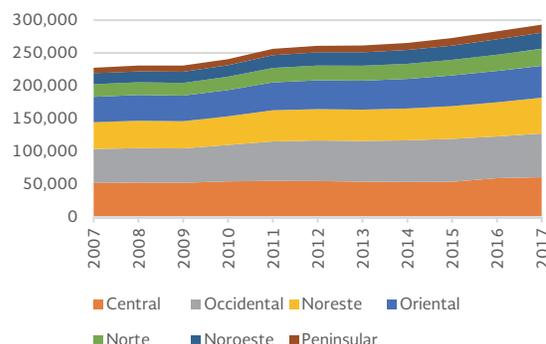
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.3. CONSUMO DE ENERGÍA DEL SIN 2007-2017

(Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL

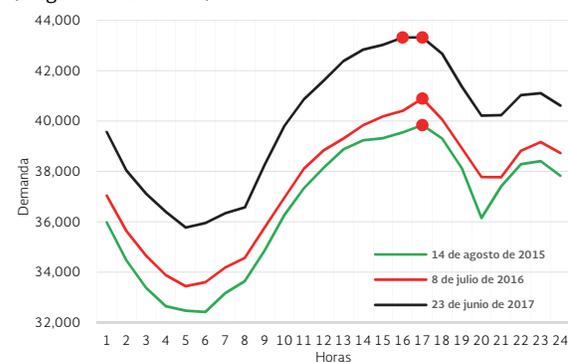
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Máxima 2016 ^{1/}	Demanda Máxima 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	8,567	8,705	1.6%
Oriental	7,128	7,299	2.4%
Occidental	9,351	9,842	5.3%
Noroeste	4,350	4,582	5.3%
Norte	4,258	4,608	8.2%
Noreste	8,710	8,846	1.6%
Peninsular	1,893	1,955	3.3%
SIN	40,893	43,319	5.9%
Baja California	2,621	2,699	3.0%
Baja California Sur ^{4/}	442	484	9.5%
Mulegé	28	29	3.6%

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.4. DEMANDAS MÁXIMAS DEL SIN EN 2015, 2016 Y 2017

(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.3. DEMANDAS COINCIDENTES CON EL SIN 2017

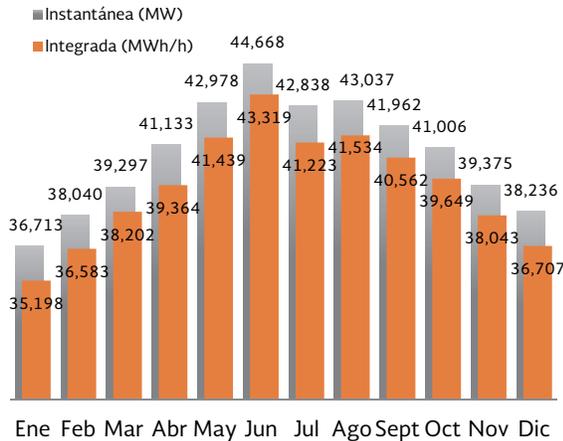
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demandas Coincidentes
Central	8,011
Oriental	6,471
Occidental	9,662
Noroeste	4,072
Norte	4,589
Noreste	8,790
Peninsular	1,724
SIN	43,319
Baja California	2,313
Baja California Sur ^{1/}	369
Mulegé	24
SEN ^{2/}	46,025

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén interconectadas. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.5. DEMANDA MÁXIMA MENSUAL INSTANTÁNEA E INTEGRADA DEL SIN 2017

(Megawatt; Megawatt-hora)



Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.4. PML 2016

(Pesos / Megawatt-hora)

Año 2016				
Rango	Precio (\$/MWh)	Fecha	NodoD	Región de transmisión
Máxima	6,855	23 y 24 de junio	Los Mochis, Caborca, Guasave, Juárez, Hermosillo, Nogales, Culiacán, Navojoa, Obregón, Casas Grandes y Guaymas.	Los Mochis, Hermosillo, Juárez, Culiacán, Obregón, Cananea y Moctezuma.
Mínima	126	11 de diciembre	Reynosa	Reynosa y Matamoros.

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.5. PML 2017

(Pesos / Megawatt-hora)

Año 2017				
Rango	Precio (\$/MWh)	Fecha	NodoD	Región de transmisión
Máxima	7,729	4 de abril	Cancún	Cancún
Mínima	-123	23 de diciembre	Ensenada	Ensenada y Mexicali

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.1.1. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2017

(Gigawatt-hora)



^{1/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2017

(Megawatt-hora/hora)



^{1/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

3.2. Pronósticos: Producto Interno Bruto, precios de los combustibles, consumo y demanda de energía eléctrica

Los pronósticos de demanda y consumo de la electricidad constituyen un insumo fundamental para determinar la infraestructura eléctrica en el periodo de planeación.

Pronóstico del Producto Interno Bruto y precios de los combustibles

Como parte del proceso de planeación general para la elaboración del PRODESEN, la SENER proporciona al CENACE los escenarios de crecimiento económico y los pronósticos de los precios de combustibles para la generación eléctrica.

El Pronóstico del Producto Interno Bruto (PIB) se elaboró con base en las directrices definidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) mediante los Criterios Generales de Política Económica.

Los pronósticos de precios de combustibles se construyen considerando, entre otros, los siguientes elementos: a) escenarios de corto y largo plazo de los precios del crudo WTI y de gas natural Henry Hub, publicadas por la U.S. Energy Information Administration (EIA), del Departamento de Energía de EE.UU.^{70,71}; b) estimación de costos de transporte de gas natural con base en las tarifas aprobadas por la CRE^{72,73,74}; c) precios históricos del carbón importado y nacional, publicados por la CFE⁷⁵, y d) Ley del

Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles⁷⁶.

Pronóstico del consumo y demanda de energía eléctrica

De acuerdo con el artículo Décimo Tercero Transitorio del Reglamento de la LIE, corresponde al CENACE realizar la estimación de la demanda y consumo eléctrico de los centros de carga, para fines de planeación del despacho y operación del SEN.

Los pronósticos de consumo y demanda eléctrica son el insumo inicial para la elaboración del PIIRCE y del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, que llevan a cabo la SENER y el CENACE⁷⁷, respectivamente.

Como parte del proceso general para la elaboración del PRODESEN, la SENER proporciona al CENACE los escenarios de crecimiento económico y los pronósticos de los precios de combustibles para la generación eléctrica⁷⁸, con la finalidad de alinear las trayectorias futuras de las variables estratégicas que definen la planeación del SEN.

La estructura de consumo final eléctrico se segmenta en suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso y autoabastecimiento remoto. Estos segmentos se desagregan a su vez en seis sectores: a) residencial; b) comercial; c) servicios; d) empresa mediana; e) gran industria, y f) agrícola.

El proceso de elaboración del pronóstico se inicia con el balance de energía del año previo para las regiones de control y el sistema (consumo final, usos propios, pérdidas totales de electricidad, intercambios de energía con otros países y consumo bruto).

⁷⁰ Short-Term Energy Outlook

<https://www.eia.gov/outlooks/steo/outlook.cfm>

⁷¹ Annual Energy Outlook <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/archive.cfm>

⁷² Resolución de la Comisión Reguladora de Energía RES/050/2017 que aprueba al Centro Nacional de Control del Gas Natural, las tarifas del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural aplicables para el periodo comprendido del 01 de enero al 31 de diciembre de 2017.

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/187290/RES_050_2017.pdf

⁷³ Listas de tarifas vigentes de transporte y almacenamiento de gas natural

<http://www.gob.mx/cre/articulos/listas-de-tarifas-vigentes-de-transporte-y-almacenamiento-de-gas-natural>

⁷⁴ Listas de tarifas vigentes de distribución de gas natural por medio de ductos

<http://www.gob.mx/cre/articulos/listas-de-tarifas-vigentes-de-distribucion-de-gas-natural-por-medio-de-ductos-54099>

⁷⁵ Tarifas CFE:

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/factores/factores_negocios.asp?tarifa=ICC2012&anio=2016

⁷⁶ Ley del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (LIEPS)

http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lieps/LIEPS_cant04_27dic16.pdf

⁷⁷ Artículo 5 del Reglamento de la LIE.

⁷⁸ Ver Tabla 1.2.1 en el capítulo 1.

Posteriormente, se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas más autoabastecimiento remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN, a partir del cual resulta la primera propuesta de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector.

Después se analiza el escenario de crecimiento macroeconómico más probable que incluye variables como: la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto por sector y subsector, crecimiento poblacional, precios de combustibles, población económicamente activa, entre otros.

Con el propósito de modelar el consumo bruto nacional, el CENACE elabora modelos sectoriales de predicción incluyendo la información descrita en las etapas previas, para cada región y sector de consumo, los cuales pueden tener una o más variables asociadas para describir el consumo.

En el caso de la demanda se analizan los siguientes elementos: demandas horarias de las regiones de control, demandas máximas integradas e instantáneas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión, así como el comportamiento histórico de los factores de carga. Con lo anterior, se obtienen las estimaciones para la demanda máxima integrada anual, ajustando la energía bruta regional con base en los factores de carga previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región o área correspondiente, así como los planes de crecimiento a corto plazo.

Variables estadísticas utilizadas en el pronóstico de consumo y demanda de energía eléctrica

Consumo de Energía (GWh): total anual de ventas de energía, autoabastecimiento remoto, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, importación, reducción de pérdidas y usos propios (ver Anexo, Tablas 3.2.1. y 3.2.2.).

Consumo Final (GWh): total anual de ventas de energía eléctrica y autoabastecimiento remoto, consumidos por los usuarios finales del sector eléctrico (ver Anexo, Tabla 3.2.3.).

Curva de demanda horaria o Curva de carga (MWh/h): variación secuencial de la demanda de potencia horaria en un intervalo de tiempo determinado.

Curva de duración de carga (MWh/h): demanda de energía eléctrica que conforma la curva de carga, y se encuentra ordenada de mayor a menor.

Curva de referencia (MWh/h): curva de duración de carga que excluye los valores atípicos de demanda causados por efectos aleatorios como huracanes u otras situaciones meteorológicas extraordinarias, condiciones de emergencia, efectos por falla en equipo eléctrico, entre otros. Las características de la curva de carga de referencia del SIN son: se concentran 106 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 43.4% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77.2% —factor de carga—.

Demanda máxima bruta (MWh/h): potencia que debe ser generada o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de centrales generadoras (ver Anexo, Tabla 3.2.4.).

Demanda Máxima Integrada (MWh/h): es la integración de la carga horaria durante un año.

Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto (GWh): suministro de carga a través de la red de transmisión del servicio público, a proyectos de autoabastecimiento, localizados en un sitio diferente a la central generadora (ver Anexo, Tabla 3.2.5.).

Energía eléctrica neta (GWh): energía total entregada al SEN, equivalente a la suma de la generación neta de las centrales eléctricas, la energía de importación de otros sistemas eléctricos, y la adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.

Factor de carga (%): relación entre el consumo en un periodo específico y el consumo que resultaría de considerar la demanda máxima de forma continua en ese mismo periodo.

Pérdidas no-técnicas (GWh): energía que pierde un sistema eléctrico por usos ilícitos, errores de medición o de facturación (ver Anexo, Tabla 3.2.6.).

Pérdidas técnicas (GWh): energía que se disipa a causa de las propiedades físicas del sistema y de los conductores en transmisión, transformación y distribución (ver Anexo, Tabla 3.2.6.).

Población: número total de habitantes en el territorio nacional (ver Anexo, Tabla 3.2.7.).

Precio medio de electricidad (\$/kWh): promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo con el sector tarifario en cada región de control (ver Anexo, Tabla 3.2.8.).

Producto Interno Bruto (\$ a precios reales): valor anual de la producción de bienes y servicios del país.

Usuarios finales: número total anual de usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control⁷⁹ (ver Anexo, Tabla 3.2.9.).

Ventas (GWh): energía eléctrica anual facturada a los usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control.

Metodología para el pronóstico de consumo de energía eléctrica 2018-2032

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

Definición de variables

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

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

Donde:

- x** Regiones de control, donde $x = 1, \dots, 10$.
- y** Últimos 13 años con información disponible $y = -12, \dots, 0$ (donde $-12 = 2005, \dots, 0 = 2017$).
- CF_{x,y}** Consumo final de energía (GWh) de la región de control x en el año y .
- VE_{x,y}** Venta de energía (GWh) de la región de control x en el año y .

EAR_{x,y} Energía de autoabastecimiento remoto (GWh) de la región de control x en el año y .

PM_{x,y} Precio medio de electricidad (\$/kWh) de la región de control x en el año y .

US_{x,y} Usuarios finales de la región de control x en el año y .

Métodos de pronóstico para estimar el consumo final, precio medio de la electricidad y usuarios finales 2018-2032

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

Suavización exponencial: consiste en la estimación de valores futuros de la serie de tiempo de una variable a partir de la información histórica, sin especificar otros factores que determinen su comportamiento. Por lo tanto, solo se toma en cuenta el patrón sistemático de la variable de estudio de acuerdo con sus componentes: tendencia, estacionalidad o ambos⁸⁰.

Modelo ARIMA: análisis de las propiedades probabilísticas o estocásticas en los modelos de series de tiempo de una variable, para identificar el patrón de valores pasados o rezagados de la misma variable (asociados a procesos autorregresivos -AR- y de media móvil -MA-) que permita obtener la predicción futura de la variable⁸¹.

Modelo de estimación del consumo de energía eléctrica 2018-2032

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

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

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

⁷⁹ Los sectores tarifarios son los siguientes: residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana empresa y gran empresa.

⁸⁰ Las principales técnicas de suavización exponencial son: Exponencial Simple; Exponencial ajustada a la tendencia (Método de Holt); Exponencial Simple de Respuesta Adaptativa; Exponencial Cuadrática (Método

de Brown); Exponencial Triple (Método de Winters). Se selecciona el pronóstico de las variables cuya técnica arroje el menor valor del coeficiente "U de Theil". Janert, Philipp (2010); Data Analysis with Open Source Tools (1 edition), Sebastopol, CA: O'Reilly.

⁸¹ Johnston, J. y Dinardo, J. (1997) Econometric Methods, (4ta Edición) New York: Mc Graw-Hill.

Donde:

- ε Término de error.
- x Regiones de control donde $x = 1, \dots, 10$.
- y Años de planeación donde $y = 1, \dots, 15$ (1= 2018, ... 15=2032).
- β_i Parámetros a estimar (donde $i = 0,1,2,3,4$).
- $\widehat{CE}_{x,y}$ Pronóstico de consumo de energía eléctrica (GWh/año).
- $\widehat{CF}_{x,y}$ Pronóstico de consumo final (GWh/año).
- $\widehat{PM}_{x,y}$ Pronóstico de precio medio de electricidad (\$/kWh).
- $\widehat{US}_{x,y}$ Pronóstico de usuarios finales (promedio anual).
- \widehat{PIB}_y Pronóstico de Producto Interno Bruto, para determinar con base en su tasa de crecimiento, la trayectoria de los escenarios bajo, planeación y alto.

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

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

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

Metodología para la elaboración del pronóstico de demanda de energía eléctrica 2018-2032

Determinación de la Demanda Máxima Integrada de Energía Eléctrica

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

$$\widehat{DMI}_{x,y} = \frac{\widehat{CE}_{x,y}}{h \times FC_x};$$

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

Donde:

- x Regiones de control en el SIN $x = 1, \dots, 7$.
- y Años de planeación donde $y = 1, \dots, 15$ (1= 2018, ... 15=2032).
- $\widehat{DMI}_{x,y}$ Pronóstico de demanda máxima (MWh/h) integrada de la región de control x para el año y .
- FC_x Factor de carga de la región de control x .
- h 8,760 horas en un año o 8,784 horas en un año bisiesto.

Determinación de la Demanda Horaria de Energía Eléctrica

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

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

$\forall x = 1, \dots, 7; \forall y = 1, \dots, 15; \forall h = 1, \dots, 24$

Donde:

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

3.3. Resultados 2018-2032

Pronóstico de PIB

Durante 2018-2032, se espera que la economía nacional registre un crecimiento medio anual de 3.2% (ver Anexo, Gráfico 3.3.1.). La evolución futura del PIB se ajusta en cada ejercicio de planeación anual, al tomar en cuenta la tendencia real de los fundamentales de la economía nacional (comercio exterior, dinamismo/desaceleración sectorial, crecimiento/decremento de los determinantes del

mercado interno, inversión sectorial, recortes presupuestales, mercado cambiario, entre otros) y de los factores externos (Certidumbre/incertidumbre en mercados financieros, dinamismo/desaceleración de las economías avanzadas y emergentes, fortaleza/debilidad del comercio, expectativas de crecimiento económico, precios de materias primas, entre otros)

Pronóstico de Precios de Combustibles

El crecimiento medio anual de las trayectorias de precios de combustibles para el periodo 2018-2032, son las siguientes: carbón de 0.8%, combustóleo 3.6%, diésel de 2.5%, gas natural de 3.4%, y uranio de 2.5% (ver Anexo, Gráfico 3.3.2.).

Los pronósticos de precios de combustibles se ajustan en cada ejercicio de planeación anual, con base en las proyecciones de los precios referentes internacionales y nacionales.

Pronóstico de Consumo Bruto

De acuerdo con el escenario de planeación, el consumo de energía eléctrica del SEN proyecta un crecimiento medio anual de 3.1% entre 2018 y 2032. Las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su consumo serán Mulegé y Peninsular (3.9% cada uno) y Baja California Sur (3.7%) (ver Mapa 3.3.1.; Anexo, Tablas 3.3.1. a 3.3.4.).

Pronóstico de Demanda Máxima Integrada

Con base en las estimaciones del escenario de planeación, la demanda máxima integrada del SIN proyecta un crecimiento medio anual de 3.2% entre 2018 y 2032. Se estima que las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su demanda máxima integrada serán, Peninsular (3.9%) y Mulegé (3.8%) y Baja California Sur (3.7%), (ver Mapas 3.3.2. y 3.3.3.; Anexo, Tablas 3.3.5. a 3.3.8.).

Escenarios de estudio operativos

El CENACE considera los siguientes seis escenarios de demanda con el propósito de realizar los estudios eléctricos de confiabilidad en la planeación, dirigida a identificar necesidades de refuerzos en las líneas de transmisión, transformadores, fuentes de compensación de potencia reactiva, capacitiva e inductiva, así como la integración de tecnologías de redes eléctricas equivalentes (ver Anexo, Tabla 3.3.9.).

Demanda Máxima de Verano (16:00 horas)

Este escenario se construye para evaluar el comportamiento futuro del sistema eléctrico a fin de analizar congestiones en la RNT, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la RNT, pérdidas técnicas y consecuentemente, necesidades de refuerzos en la RNT, en transformadores de potencia y compensación de potencia reactiva capacitiva.

Demanda Máxima de Verano Nocturna (23:00 horas) (Noroeste y Norte)

Este escenario se elabora para analizar el comportamiento operativo de la red eléctrica a partir de la integración gradual de generación solar, principalmente en las regiones de control Noroeste y Norte, cuya demanda coincidente presenta un pico nocturno con magnitud similar al de la tarde. Durante la tarde la generación solar alcanza su magnitud máxima y posteriormente se reduce hasta cero MW al ocultarse el Sol.

Lo anterior requiere estudiar: los posibles riesgos en la confiabilidad y seguridad operativa, cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las centrales eléctricas locales y factibilidades de saturación en la red de transmisión.

Demanda Máxima de Verano Nocturna (23:00 horas) (Noroeste, Norte y Noreste)

De forma similar al escenario anterior, la demanda máxima coincidente de las regiones de control Noroeste, Norte y Noreste presenta un máximo por la tarde, superior al máximo nocturno. Durante el máximo nocturno, al no contar con generación solar se pueden presentar comportamientos diferentes en las transferencias de potencia con efectos en la factibilidad de congestión de la red de transmisión, en la carga en transformadores y en la regulación de voltaje principalmente. Del análisis correspondiente se derivarán las necesidades de infraestructura en la RNT y las RGD, así como, requerimientos de características flexibles en las centrales eléctricas que se vayan interconectando al SEN.

Demanda Máxima de Invierno (20:00 horas)

En este escenario de estudio, el principal campo de interés se concentra en el diagnóstico previsto de la estabilidad de voltaje en la zona Metropolitana de la

Ciudad de México 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. La región de control Central y específicamente la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, cuenta con redes eléctricas de alta densidad de carga, con déficit en el balance carga-generación por lo que presenta características especiales de estabilidad de voltaje.

indicativas para el año 2032.⁸² (ver Gráficos 3.3.3. y 3.3.4.; Anexo, Gráficos 3.3.5. a 3.3.10.).

Demanda Media de Invierno (14:00 horas, día hábil/día no hábil)

Este escenario evalúa los efectos de la combinación de bajas demandas junto con un incremento en la generación solar durante la tarde, así como excedentes de generación convencional. Estos elementos podrían derivar en saturación de los enlaces del norte al sur del país. En este sentido es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico para identificar necesidades de refuerzos en la RNT y transformación.

Demanda Mínima de Invierno (04:00 horas, día hábil)

En este escenario se busca identificar principalmente los requerimientos de compensación de potencia reactiva inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión. Lo anterior deriva de la desconexión de generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (a partir de combustóleo, carbón y gas natural). En este escenario la red eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían originar en el sistema problemas de control de alto voltaje; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia con riesgos de saturación de algunos enlaces.

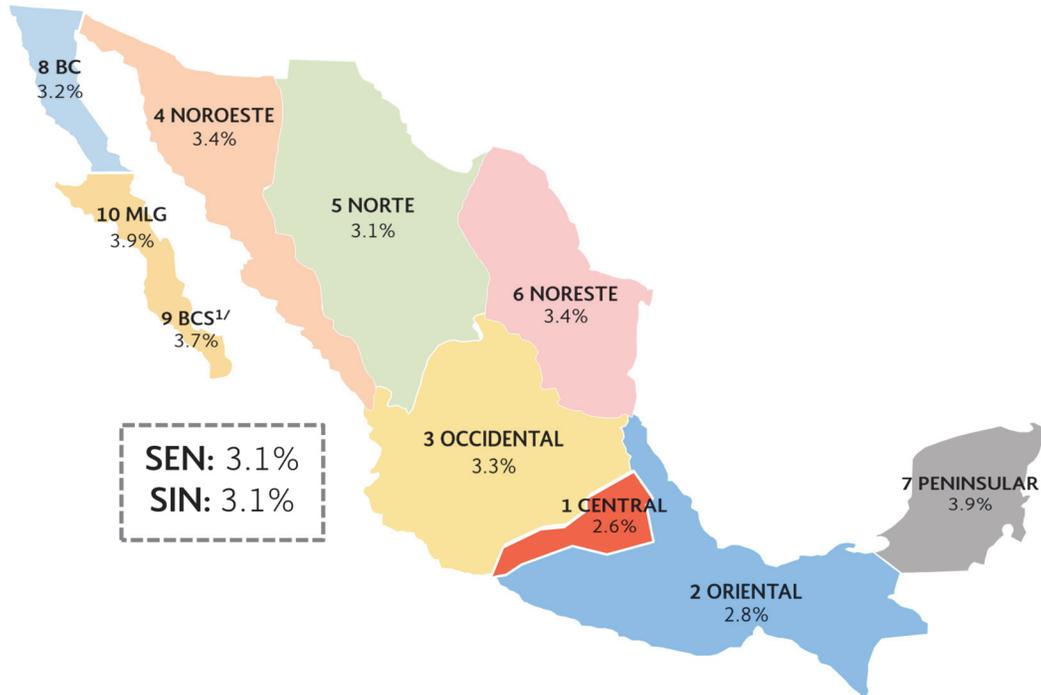
Curvas de demanda horaria

De acuerdo con los datos de demanda máxima integrada, se presentan las curvas de demanda horaria (curva de carga), así como las horas críticas en el SIN y en los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, para los años 2017 y 2032, considerando que las 100 horas críticas son las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente, por lo que solo son

⁸² Base 11.1.5. de las Bases del Mercado Eléctrico (DOF 08/09/2015).

MAPA 3.3.1. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2018 – 2032 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

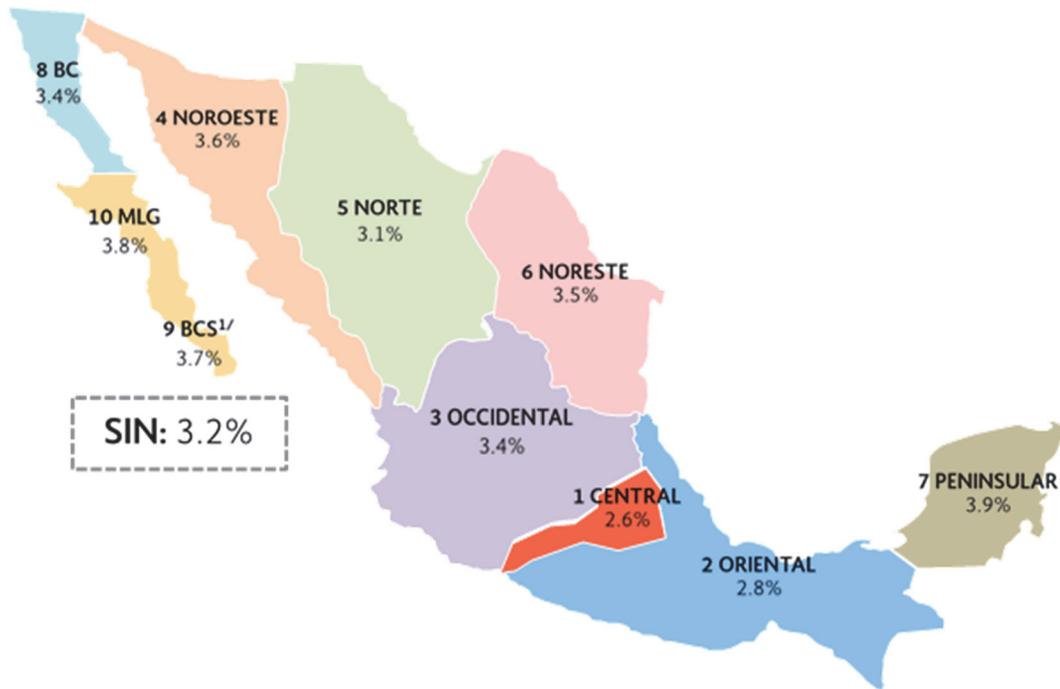
(Porcentaje)



^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.3.2. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2018 – 2032 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

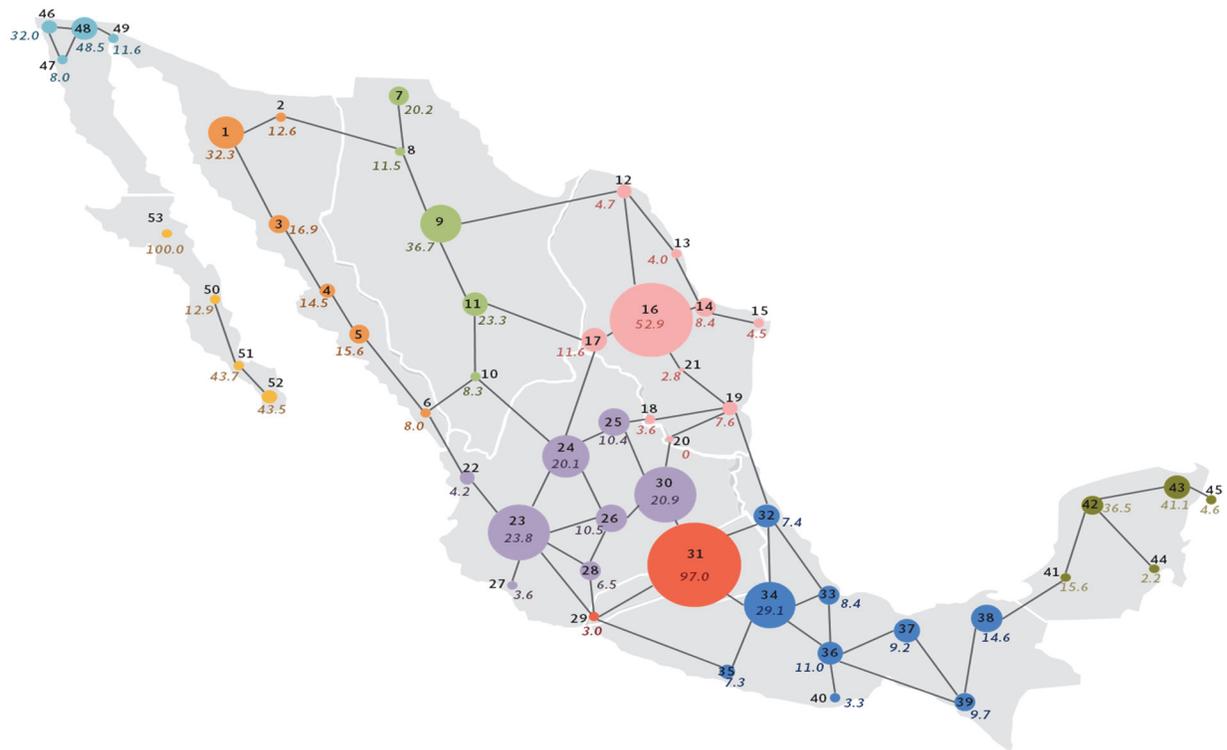
(Porcentaje)



^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

MAPA 3.3.3. FACTOR DE CARGA MEDIO POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN (2018-2032)

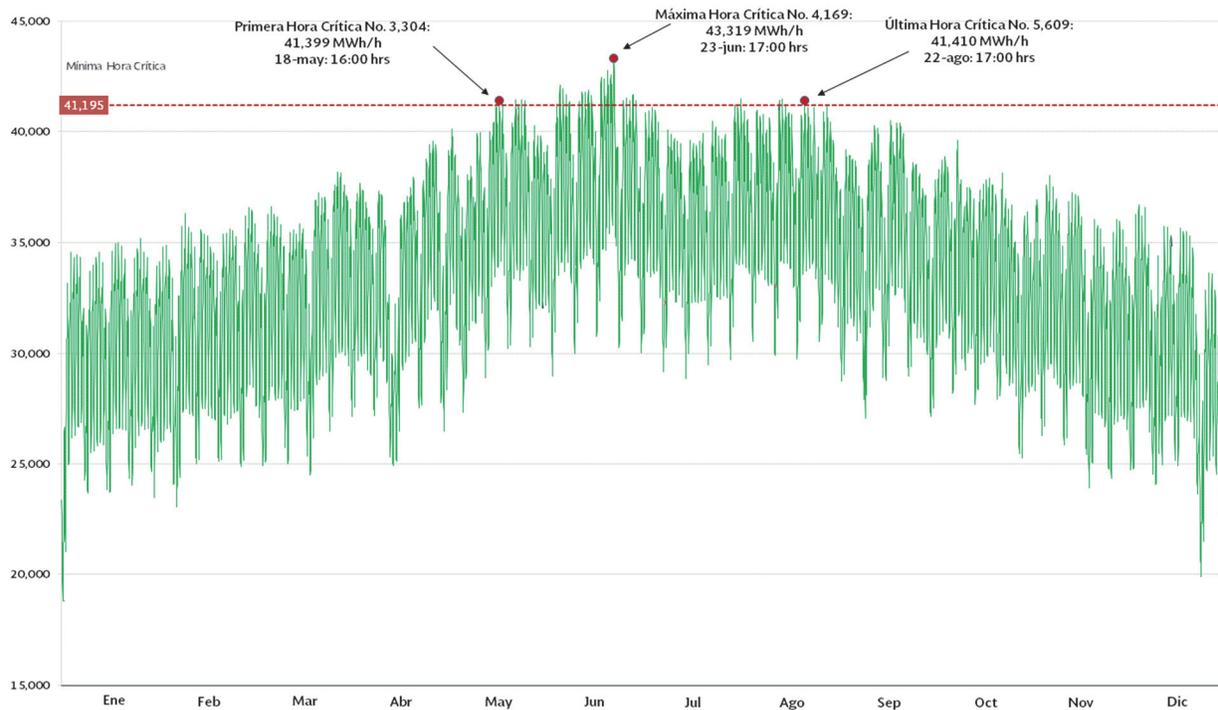
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

GRÁFICO 3.3.3. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2017

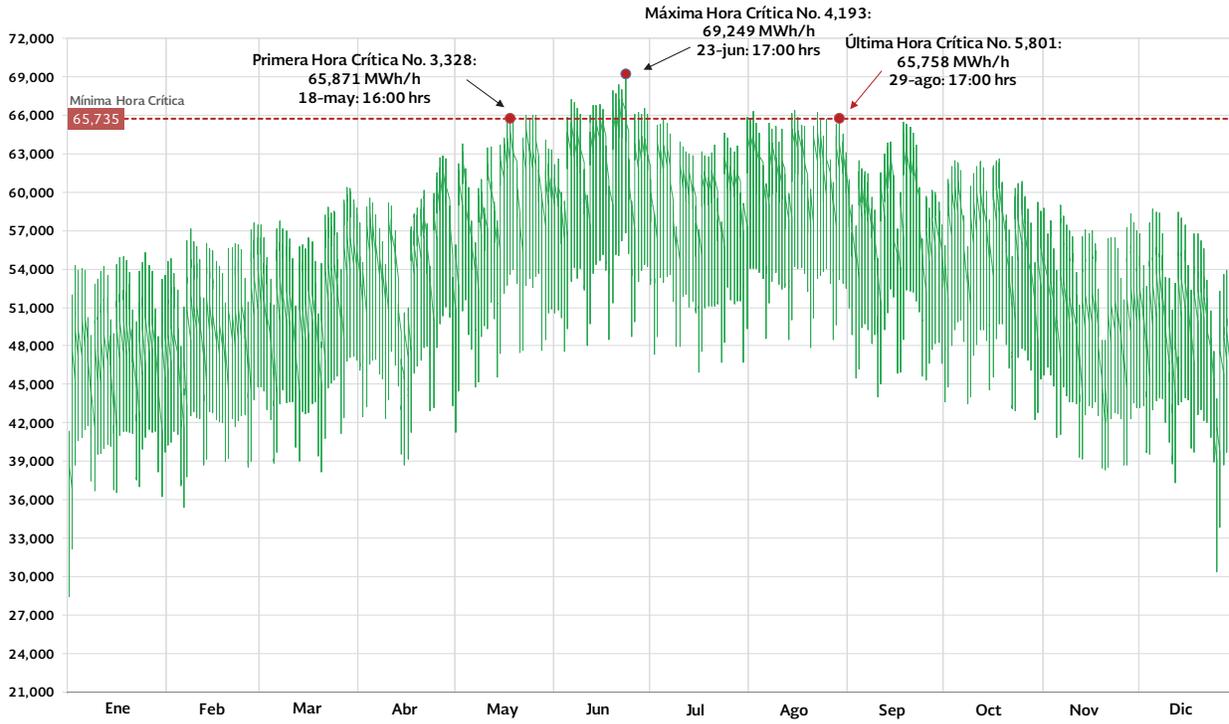
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.4. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2032

(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE



PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

- 4.1.** Insumos para la elaboración del PIIRCE
- 4.2.** Parámetros técnicos y financieros
- 4.3.** Restricciones
- 4.4.** Metodología
- 4.5.** Expansión de la Generación
- 4.6.** Estudios de sensibilidad

PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) 2018-2032 tiene como objetivo promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias⁸³.

El PIIRCE incluye la secuencia cronológica de los proyectos de centrales eléctricas, por tipo de tecnología y ubicación geográfica, para los siguientes 15 años que resultan de la optimización de la expansión de capacidad del sistema que minimizan el valor presente neto de los costos totales del SEN (inversión, operación y energía no suministrada). El PIIRCE contiene el retiro indicativo de las unidades de generación o centrales eléctricas notificadas por los generadores⁸⁴.

En términos de la LIE, la generación es una actividad en régimen de libre competencia⁸⁵, por lo que el PIIRCE no es un requisito para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no genera el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dicho programa⁸⁶.

El PIIRCE es un insumo para determinar la expansión de la RNT y las RGD, y es fuente de información para la toma de decisiones de los Participantes del Mercado, los Transportistas, los Distribuidores, las autoridades involucradas, el público en general e inversionistas.

De conformidad con lo previsto en el Código de Red, CENACE usará el PIIRCE para integrar casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT⁸⁷.

4.1. Insumos para la elaboración del PIIRCE

Referencias

Regiones de control

Se consideraron las 10 regiones de control que integran el SEN, de las cuales siete se encuentran interconectadas y conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las tres regiones de control, Baja California, Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica (sistemas aislados) y se espera que se interconecten al SEN a partir de 2023.

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

Regiones de transmisión

Se tomaron en cuenta las 53 regiones de transmisión que integran el SEN, cuyos enlaces se representan mediante líneas y subestaciones de la red troncal en 400 y 230 kV. En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la capacidad de transmisión de los enlaces bajo condiciones de demanda máxima.

Cada unidad de generación y su interconexión se asigna a una de las regiones de transmisión para representar el sistema eléctrico en el modelo de optimización.

Red Nacional de Gasoductos

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

En marzo de 2018, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) publicó la Tercera Revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de

⁸³ Artículo 13 de la LIE.

⁸⁴ Artículo 18 de la LIE.

⁸⁵ Artículo 4 de la LIE.

⁸⁶ Artículo 7 del Reglamento de la LIE.

⁸⁷ Código de Red: Disposiciones Generales de observancia para el proceso de planeación (DOF 08/04/2016).

Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal), aprobada por la SENER⁸⁸, el cual constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo.

En la Tercera Revisión del Plan Quinquenal se considera una expansión del sistema de 3,354 kilómetros de 10 nuevos gasoductos con una inversión total estimada de 4,570 millones de dólares (mdd), siete corresponden a proyectos adjudicados a la CFE, un proyecto a desarrollarse bajo propia cuenta y riesgo, un proyecto que en el segundo semestre de 2018 se ratificará su pertinencia mediante Temporada Abierta y un proyecto estratégico de almacenamiento (ver Anexo, Tablas 4.1.1. a 4.1.4., y Mapa 4.1.1.).

Pronósticos

Uno de los principales insumos para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional es el pronóstico en la evolución del **Producto Interno Bruto (PIB)**, el cual se elaboró con base en las directrices definidas por la SHCP mediante los Criterios Generales de Política Económica.

Los pronósticos de **precios de combustibles** constituyen una parte fundamental para la planeación, los cuales se elaboraron a partir de información de la U.S. Energy Information Administration (EIA), el Departamento de Energía de EE.UU., la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles.

Estos dos insumos se utilizan para la estimación de las proyecciones de la **demandas y consumo** de energía eléctrica, utilizados para determinar la infraestructura eléctrica en el periodo de planeación 2018-2032.

Para el ejercicio de planeación se utilizó el escenario medio o de planeación de estos insumos, mientras que los escenarios de estudio bajo y alto fueron utilizados para realizar estudios de sensibilidad.

⁸⁸ Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311763/531.DGGNP.209.18.INF.1.OT.12_Tercera_Revisi_n_PQ_2015-2019.pdf

⁸⁹ El Anexo electrónico "Base de Datos PIIRCE 2018-2032" contiene la información de los proyectos de generación empleada para el ejercicio de planeación.

⁹⁰ Aviso sobre los Criterios aplicables a los proyectos para ser considerados en los Programas de Ampliación y Modernización 2018-2032:

Catálogo de centrales de generación eléctrica

Para la elaboración del PIIRCE se consideraron dentro del catálogo de centrales de generación eléctrica 1,466 unidades de generación, las cuales se clasificaron en tres categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación⁸⁹.

- **En operación:** corresponde a las centrales eléctricas del SEN, que operaron de forma regular o iniciaron operaciones durante el año 2017, de acuerdo con la información reportada por la CFE, el CENACE y la CRE.
- **Firme:** corresponde a los proyectos de generación que no están sujetos a la optimización del modelo de planeación, por lo que se instalarán en la fecha indicada por los Generadores, siempre y cuando cumplan con los siguientes criterios⁹⁰:
 - a) Contar con Contrato de Interconexión Legado y permiso vigente. Además, aquellos generadores que hayan solicitado prórroga ante el Generador de Intermediación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y cumplan lo estipulado en el Contrato de Interconexión;
 - b) Que el CENACE haya instruido al Transportista o Distribuidor la celebración de un Contrato de Interconexión;
 - c) Hayan entregado las Garantías financieras de conformidad con los Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga o el Manual de prácticas de mercado de las Disposiciones Operativas del que apliquen; o
 - d) Hayan entregado las Garantías de cumplimiento del contrato con CFE Suministro Básico en las Subastas de Largo Plazo 2015 y 2016⁹¹.

<https://www.gob.mx/cenace/prensa/aviso-sobre-los-criterios-aplicables-a-los-proyectos-para-ser-considerados-en-los-programas-de-ampliacion-y-modernizacion-2018-2032-142341>, además se consideran firmes aquellos proyectos que se encuentran en Rehabilitación y Modernización de la CFE.

⁹¹ Los proyectos adjudicados en la Subasta de Largo Plazo de 2017 también se consideraron firmes en el ejercicio de planeación.

- **Optimización:** corresponde a los proyectos de generación que no cumplen con los criterios de firmeza y están sujetos a la optimización en el modelo de planeación. Estos proyectos, pueden contar o no, con permiso de generación ante la CRE y corresponden a centrales eléctricas candidatas en las diferentes regiones de transmisión en función del potencial de generación disponible y factibilidad de desarrollo.

Catálogo de proyectos de transmisión

El catálogo de proyectos de transmisión consta de 69 enlaces de transmisión existentes, 18 enlaces propuestos, cinco proyectos de enlaces firmes y 228 enlaces de transmisión genéricos, los cuales se clasificaron en cuatro categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación⁹².

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

Tasas y tipo de cambio

Tasa de actualización

Se consideró una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados del sistema eléctrico⁹³.

⁹² El Anexo electrónico "Base de Datos PIIRCE 2018- 2032" contiene la información de los proyectos de transmisión empleada para el ejercicio de planeación.

⁹³ De conformidad con el numeral 2.9 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, de las Disposiciones Administrativas de carácter general que

Tasa de retorno

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

Esta tasa equivale al costo de capital de los proyectos o costo de oportunidad del capital propio de la empresa, la cual es la tasa anual que una empresa debe recibir sobre el valor de su inversión para mantener sus créditos, pagar rendimientos y garantizar la atracción de capital⁹⁴.

Tipo de cambio

Se utilizó el tipo de cambio FIX promedio durante 2017 equivalente a 18.88 pesos/dólar⁹⁵.

4.2. Parámetros técnicos y financieros

Parámetros técnicos y financieros para las centrales generadoras

- **Capacidad Máxima (MW):** potencia medida en una unidad generadora, incluye la requerida para usos propios. La capacidad máxima para las centrales eléctricas en operación corresponde al valor reportado por la CFE, la CRE y el CENACE. Para los proyectos de generación de la CFE y PIE es la capacidad bruta estimada a partir de la capacidad neta reportada en los avances constructivos. Para los proyectos de los permisionarios se consideró la capacidad que reportan los permisos de generación otorgados por la CRE.
- **Capacidad Neta (MW):** capacidad máxima de una unidad generadora menos la necesaria para usos propios.
- **Capacidad firme:** capacidad de una unidad generadora garantizada para estar disponible en un momento o periodo determinado (ver Anexo, Tabla 4.2.1.).
- **Capacidad ajustada:** capacidad máxima de una unidad generadora ajustada por los efectos de

contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

⁹⁴ Determinación del Costo de Capital, CRE: <http://www.cre.gob.mx/documento/costoscapital.pdf>.

⁹⁵<http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/>

altitud y temperatura ambiente⁹⁶, o por disponibilidad de recurso, para el cálculo de la generación⁹⁷.

- **Eficiencia Térmica (%):** relación de energía calorífica utilizada y trabajo útil generado (ver Anexo, Tabla 4.2.2.).
- **Emisiones (kg/MWh):** emisiones de bióxido de carbono (CO₂), bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas, por el uso de combustibles fósiles en las unidades generadoras (ver Anexo, Tabla 4.2.3.).
- **Factor de planta (%):** relación entre la energía eléctrica producida por una unidad generadora y la energía posible de producir por la misma al operar a su potencia máxima durante un periodo determinado (ver Anexo, Tabla 4.2.4., Mapas 4.2.1. y 4.2.2.).
- **Indisponibilidad (%):** proporción de la capacidad de una unidad generadora que deja de suministrar energía eléctrica por causas de mantenimiento y salidas forzadas (falla, decremento y causas ajenas) (ver Anexo, Tabla 4.2.5. y Tabla 4.2.6.).
- **Régimen Térmico (GJ/MWh):** relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad generadora en GJ/h, dado el consumo de combustible y la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en MW (ver Anexo, Tabla 4.2.7.).
- **Tiempo medio de reparación (horas):** tiempo promedio que tarda una unidad generadora que ha fallado, en volver a condiciones operativas normales. En el modelo de optimización se indicó un valor medio de 24 horas para las unidades generadoras.
- **Usos propios (%):** proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras (ver Anexo, Tabla 4.2.8.).
- **Vida útil (años):** tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes (ver Anexo, Tabla 4.2.9.).
- **Curva de aprendizaje (%):** evolución esperada de los costos de inversión para los proyectos de generación, asociada a las mejoras tecnológicas en desarrollo para los sistemas y equipos, las economías de escala como resultado de dichas mejoras y a la disponibilidad de recurso primario para la producción y suministro de energía eléctrica (ver Anexo, Gráfico 4.2.1.)⁹⁸.
- **Costo de Falla (dólares/MWh):** valor promedio por unidad de energía eléctrica demandada no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (pérdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada). En el ejercicio de planeación se consideró un valor de 2,600 dólares/MWh⁹⁹.
- **Costos Fijos de operación y mantenimiento, FO&M (dólares/kW-año):** incluyen los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros (ver Anexo, Tabla 4.2.10.).
- **Costo Unitario de inversión (dólares/kW):** costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora, más los conceptos de estudios, diseño, permisos, y otras actividades relacionadas con la obra (ver Anexo, Tabla 4.2.11.).

⁹⁶ En el caso de los ciclos combinados y turbogás se estimaron curvas de ajuste de potencia, con base en el criterio de reducción en 1% de la potencia de la unidad generadora por cada 100 metros de elevación respecto al nivel del mar. Fuente: Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Teoría y Proyecto, 2006; Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016).

⁹⁷ Se estimaron perfiles de recursos horarios por región de transmisión para la estimación de la generación eólica, con base en los factores de planta entregados por la AMDEE para la planeación de la generación y mediciones de velocidad del viento del Atlas de Zonas con Energías Limpias. Se estimaron perfiles de recursos horarios por unidad de generación para la estimación de la generación solar fotovoltaica, con base en

la “National Solar Radiation Database (NSRDB)” del National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos, con datos de 2014.

⁹⁸ 1. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch. 2. Modeling Technology Learning for Electricity Supply Technologies, The Electric Power Research Institute (EPRI), 2013. 3. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017, NREL, 2017. 4. The Power to Change: Solar and Wind cost reduction potential to 2025, IRENA, 2016.

⁹⁹ De conformidad con el artículo 1, inciso b, del AVISO por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía (DOF 28/02/2017).

- **Costos Variables de operación y mantenimiento, VO&M (dólares/MWh):** incluyen los conceptos de materias primas e insumos, equipos, materiales y refacciones, mantenimiento mayor, entre otros (ver Anexo, Tabla 4.2.12.).

Parámetros técnicos y financieros de transmisión

- **Capacidad de transmisión (MW):** capacidad de los enlaces de transmisión y los proyectos futuros de líneas de transmisión (ver Anexo, Tabla 4.2.13.).
- **Costo de construcción (dólares/Km):** costo asociado a la ingeniería, supervisión, pruebas, construcción y derechos de vía, de las líneas de transmisión, de acuerdo con el tipo de tensión (kV), número de circuitos y conductores por fase (ver Anexo, Tabla 4.2.14.).
- **Factor de participación de carga (%):** es la distribución de la demanda máxima anual en cada región de transmisión por región de control (ver Anexo, Tabla 4.2.15.).
- **Flujo máximo (MW):** potencia máxima de energía eléctrica que se transmite a través de una o varias líneas de transmisión, desde un enlace emisor hasta un enlace receptor (ver Anexo, Tabla 4.2.16.).
- **Flujo mínimo (MW):** límite de flujo de potencia en la dirección contra-referencia del flujo máximo.
- **Resistencia por unidad de línea (p.u.):** parámetro técnico que mide la oposición al paso de la corriente eléctrica de la línea de transmisión con base en la longitud, material y temperatura del conductor (ver Anexo, Tabla 4.2.17.).
- **Vida económica (años):** periodo en el que se recuperan los costos fijos de las líneas de transmisión, considerándose una vida útil de 40 años para cada proyecto de línea de transmisión.

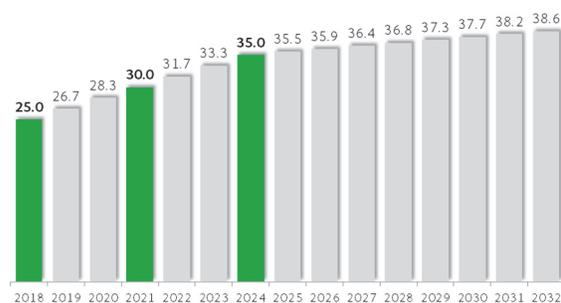
4.3. Restricciones

Metas de Energías Limpias

De acuerdo con el artículo Tercero Transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE)¹⁰⁰, se considera la participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024, en la planeación del SEN. En este sentido, se calculó una trayectoria lineal dirigida a lograr las Metas de Energías Limpias (ver Gráfico 4.3.1.).

GRÁFICO 4.3.1. TRAYECTORIA DE LAS METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS 2018-2032

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de la LTE.

Potencial de Energías Limpias

El potencial de Energías Limpias corresponde a los recursos de fuentes renovables y limpias que pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de centrales eléctricas que son técnica y económicamente factibles para su ejecución.

En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la información disponible relacionada con el potencial de las fuentes de Energía Limpia del país, así como las limitaciones técnicas, ambientales y sociales que tienen impacto en el desarrollo de proyectos¹⁰¹, con el objetivo de identificar oportunidades de inversión que aporten beneficios a la industria eléctrica y al medio ambiente, y así cumplir con las metas establecidas en materia de generación de Energías Limpias¹⁰² (ver Anexo, Tabla 4.3.1., Mapas 4.3.1. a 4.3.8.).

En este sentido, se ajusta el potencial de tal forma que atienda las necesidades de demanda de energía eléctrica proyectadas para el periodo de estudio, por

¹⁰⁰ DOF 24/12/2015

¹⁰¹ 1. Atlas de Zonas con Energías Limpias: <https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>. 2. Inventario

Nacional de Energías Renovables: <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>

¹⁰² Artículo 14, fracción VII, de la LTE.

lo que el potencial utilizado corresponde al probado y no al máximo que resulta de las fuentes de recursos naturales.

Política de Confiabilidad

Para el ejercicio de planeación, se consideran los valores de la reserva de planeación eficiente (VIRPe-MR) establecidos en la Política de Confiabilidad en cada una de las Zonas de Potencia vigentes al 2017¹⁰³: a) SIN: 21.3%, b) BC: 20.9%, y c) BCS:35%.

Las trayectorias de los VIRPe-MR para los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur aplican para los periodos 2018-2022 y 2018-2023, respectivamente, previo a la interconexión de dichos sistemas con el SIN, conforme al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2018-2032.

4.4. Metodología

Marco conceptual

El PIIRCE tiene como objetivo resolver el problema de expansión de la capacidad de generación cuya solución represente el mínimo valor presente de los costos totales del sistema en el horizonte de planeación. Para ello se utiliza un modelo de optimización cuya solución permite conocer el tipo, tamaño y ubicación de las centrales eléctricas que deben instalarse y su fecha de entrada en operación, además de la ampliación de la transmisión que garanticen la integración de la nueva generación eléctrica al mínimo costo de expansión para el sistema¹⁰⁴.

Conforme menos inversiones se realicen en el sistema en el horizonte de planeación mayores serán los costos de producción, en contraste, a mayores inversiones en el periodo menores serán los costos de producción. La minimización de los costos de expansión del sistema implica determinar la combinación óptima, es decir, la suma de costos de inversión y costos de producción sujeta a las restricciones técnicas y operativas.

La función objetivo del modelo de optimización es el costo total del sistema (costo de inversión más costo de producción). Las variables de decisión asociadas con las inversiones son variables enteras (binarias), ya

que el modelo elige entre invertir o no, mientras que las asociadas con los costos de producción son variables continuas.

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

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

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

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

por lo que los resultados únicamente indican una fracción del total de las inversiones de la RNT.

¹⁰³ DOF 28/02/2017

¹⁰⁴ Se consideran proyectos de transmisión que interconectan o refuerzan las regiones de transmisión,

reducir el tiempo de procesamiento derivado de la búsqueda de la solución óptima.

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

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

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

El valor de esta diferencia (gap) suele utilizarse como un criterio de terminación para la solución de modelos de PLEM. Un valor reducido de dicha diferencia indica que la solución entera es suficientemente cercana al valor óptimo¹⁰⁵.

Modelo para la realización del PIIRCE

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

TABLA 4.4.1. REPRESENTACIÓN DEL MODELO DE PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

Función objetivo	
Minimizar $\{C_{INV} + C_{O\&M} + C_{COM} + C_{ENS}\}$	
donde:	
C_{INV}	valor presente de los costos de inversión.
$C_{O\&M}$	valor presente de los costos de operación mantenimiento.
C_{COM}	valor presente del costo de combustible.
C_{ENS}	valor presente de la Energía No Suministrada.
Costos de inversión	
$C_{INV} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{k(y)} \frac{CI_{i,y}}{(1+r)^y} X_{i,y}$	
donde:	
y	años: 1=2018, ..., 15=2032.

r	tasa de descuento aplicable [10%].
$k(y)$	número de unidades candidatas a instalarse en el año y
$CI_{i,y}$	costo de inversión instantáneo (overnight) al inicio de operación para cada unidad i en el año y [dólares] (ver Anexo, Tabla 4.2.11.)
$X_{i,y}$	unidades de generación i en el año y .
Costos de operación y mantenimiento	
$C_{O\&M} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{FO\&M_{i,y} PG_{i,y} + VO\&M_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	
donde:	
$FO\&M_{i,y}$	costo fijo de operación y mantenimiento asociado a la unidad i en el año y [dólares/MW].
$N(y)$	suma de las unidades existentes en el año $y-1$ más las unidades nuevas en el año y menos las unidades programadas para retiro en el año y :
$N(y) = N(y-1) + \sum_{i=1}^k X_{i,y} - R(y)$	
$R(y)$	número de unidades que se retiran en el año y .
$VO\&M_{i,y}$	costo variable de operación y mantenimiento asociado a la unidad i en el año y [dólares/MWh].
$PG_{i,y}$	potencia de la unidad de generación i en el año y [MW].
$EG_{i,y}$	energía generada por la unidad de generación i en el año y [MWh].
Costo de combustible	
$C_{COM} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{RT_i PC_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	
donde:	
RT_i	Régimen Térmico de la unidad i [GJ/MWh]
$PC_{i,y}$	Precio del combustible en la ubicación de la unidad i el año y [dólares/GJ]
Costo de energía no suministrada	
$C_{ENS} = \sum_{y=1}^{15} \frac{CF_y ENS_y}{(1+r)^y}$	
donde:	
CF_y	costo promedio de la energía no suministrada (costo de falla) en el año y [dólares/MWh].
ENS_y	Energía No Suministrada en el año y [MWh].
Sujeto a:	
Balance de energía	
$\left[\sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y} \right] + ENS_y = C_y ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	
C_y	consumo de energía eléctrica en el año y [MWh].
Límite de potencia	
Para generadores térmicos:	
$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max} ; \forall \text{ generador térmico } i = 1, \dots, m$	

¹⁰⁵ En los ejercicios de planeación se asumió una diferencia (gap) de referencia menor o igual a 0.1%.

<p>donde:</p> <p>PG_i^{min} límite operativo inferior de potencia para el generador i [MW].</p> <p>PG_i^{max} límite operativo superior de potencia para el generador i [MW].</p> <p>PG_i potencia generada por el generador i [MW].</p> <p>Para generadores eólicos, solares e hidroeléctricos:</p> $PG_i \leq PG_i^d \quad \forall \text{ generador } i = 1, \dots, n$ <p>donde:</p> <p>PG_i^d potencia máxima disponible en función del recurso primario [MW].</p>
<p>Reserva de planeación</p> $\sum_{i=1}^{N(y)} CI_{i,y} \geq d_{B,y} \left(1 + \frac{MR_y}{100} \right); \quad \forall y = 1, \dots, 15$ <p>donde:</p> <p>$CI_{i,y}$ capacidad instalada de la unidad i en el año y [MW].</p> <p>$d_{B,y}$ demanda por balance en el año y [MW]</p> <p>MR_y reserva de planeación en términos de margen de reserva en el año y [%].</p>
<p>Potencial de recurso limpio por tecnología</p> $\sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{i(y)} CI'_{i,y} \leq R_j$ <p>donde:</p> <p>$CI'_{i,y}$ capacidad instalada de la unidad i en el año y del recurso j [MW].</p> <p>$i(y)$ Número de generadores que corresponden al recurso limpio j (bioenergía, cogeneración eficiente, eólico, geotérmico, hidroeléctrico, nuclear, solar).</p> <p>R_j potencial estimado del recurso j [MW]</p>
<p>Metas de Energías Limpias</p> $\sum_{i=1}^{l(y)} EGL_{i,y} \geq M_y \sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y}; \quad \forall y = 1, \dots, 15$ <p>donde:</p> <p>$l(y)$ número de generadores limpios en el año y.</p> <p>$EGL_{i,y}$ energía limpia generada por la unidad i en el año y [MWh].</p> <p>M_y Meta de Energías Limpias en el año y [%]</p> <p>Condición entera $X_{i,y} = 0 \text{ ó } 1$</p>

tecnologías convencionales, predominan los proyectos de ciclo combinado con 28,105 MW (ver Tabla 4.5.2.).

En cambio, en el grupo de las tecnologías limpias se espera una integración diversificada de proyectos, de los cuales, los eólicos, solares, nucleares y la cogeneración eficiente tendrán una mayor participación con respecto al resto de las tecnologías limpias (ver Gráfico 4.5.1.).

Las Regiones de Control que concentran la mayor cantidad de capacidad adicional son la región Noreste y Oriental con 28,849 MW, 43% de la capacidad total. (ver Gráfico 4.5.2. y Anexo, Tabla 4.5.3.).

Asimismo, se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país para satisfacer las necesidades regionales. Destacan los estados de Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Sonora, Oaxaca, Sinaloa y Coahuila, que en conjunto concentrarán 50% de la nueva capacidad a desarrollar en los próximos 15 años (ver Mapa 4.5.1; Anexo, Mapas 4.5.2 a 4.5.11, Tabla 4.5.4.).

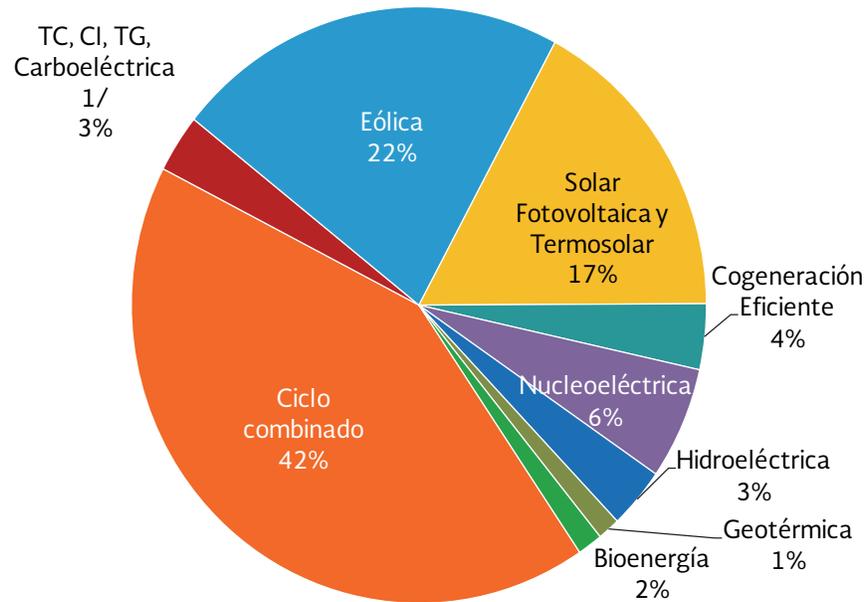
4.5. Expansión de la Generación

Instalación de centrales eléctricas

Los resultados del ejercicio de planeación indican que se requieren **66,912 MW** de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2018-2032, lo que representa una inversión de 1.7 billones de pesos (7.8% del PIB en 2017) en los siguientes 15 años (ver Anexo, Tabla 4.5.1.).

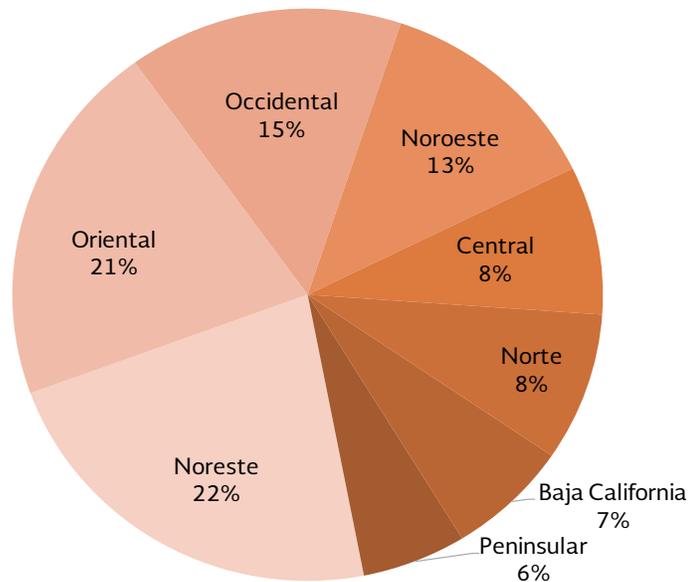
La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 45% por tecnologías convencionales y 55% por tecnologías limpias. En el grupo de las

GRÁFICO 4.5.1. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018-2032
(Porcentaje)



^{1/} Combustión Interna, Turbogás, Carboeléctrica y Lecho fluidizado. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.2. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL POR REGIÓN DE CONTROL 2018-2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.5.2. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018-2032
(Megawatt)

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total ^{1/}
Convencionales	2,268	3,752	1,656	985	2,041	4,315	1,350	1,326	2,169	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	30,207
Ciclo Combinado	2,268	3,601	766	874	1,941	3,956	889	1,326	2,139	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	28,105
Carboeléctrica	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129
Turbogás	0	0	890	0	100	317	0	0	30	0	0	0	0	0	0	1,337
Combustión Interna	0	22	0	111	0	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
Lecho fluidizado	0	0	0	0	0	0	461	0	0	0	0	0	0	0	0	461
Limpia	3,165	4,200	2,740	2,699	2,810	1,856	3,029	1,541	1,266	1,872	1,342	2,843	2,959	2,576	1,805	36,705
Renovable	2,483	4,199	2,740	2,659	2,569	1,487	2,760	1,541	710	1,492	1,218	821	1,599	1,216	1,805	29,301
Hidroeléctrica	0	29	0	0	0	0	464	63	0	46	432	71	646	0	463	2,213
Eólica	677	1,716	1,537	734	2,369	1,187	1,997	1,116	220	850	303	400	353	611	750	14,819
Geotérmica	25	0	0	0	0	0	0	26	150	250	133	0	100	105	53	842
Solar Fotovoltaica	1,767	2,455	1,203	1,925	200	300	300	336	340	346	350	350	500	500	540	11,413
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	682	1	0	40	241	370	268	0	556	380	124	2,022	1,360	1,360	0	7,404
Bioenergía	3	0	0	40	241	286	148	0	98	0	124	0	0	0	0	940
Cogeneración Eficiente	679	1	0	0	0	84	120	0	457	380	0	662	0	0	0	2,383
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	0	4,081
Total^{1/}	5,433	7,952	4,396	3,684	4,852	6,171	4,378	2,867	3,435	2,940	3,598	5,098	3,771	4,377	3,960	66,912

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 4.5.1. CAPACIDAD ADICIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA 2018-2032

(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Retiro de centrales eléctricas

Los Generadores que representen centrales eléctricas interconectadas al SEN, tienen la obligación de notificar al CENACE los retiros programados de sus centrales eléctricas¹⁰⁶, con una anticipación de al menos 365 días naturales antes de la fecha programada de retiro¹⁰⁷.

Posteriormente, en un periodo de 30 días naturales, el CENACE evalúa si la unidad de central eléctrica es necesaria o no para asegurar la confiabilidad del SEN, el resultado de dicha evaluación lo notifica al Generador. Es importante señalar que no se permite el retiro de una central eléctrica que tenga obligaciones vigentes para la venta de Potencia, a menos que establezca una fuente alternativa para sustituir dicha Potencia.

El retiro de centrales eléctricas está alineado con el cumplimiento de los siguientes criterios:

- 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.
- Preservación de la confiabilidad del SEN.
- Reducción de fallas prolongadas.
- Garantía del suministro de combustibles.
- El crecimiento pronosticado de la demanda de energía eléctrica.

Derivado de lo anterior, se ha programado el retiro de 11,821 MW de capacidad para el periodo 2018-2032 (ver Gráfico 4.5.3.). De esta forma, se prevé el retiro de 115 unidades generadoras, ubicadas en 18 entidades del país (ver Mapa 4.5.12.). El 62.81% de la

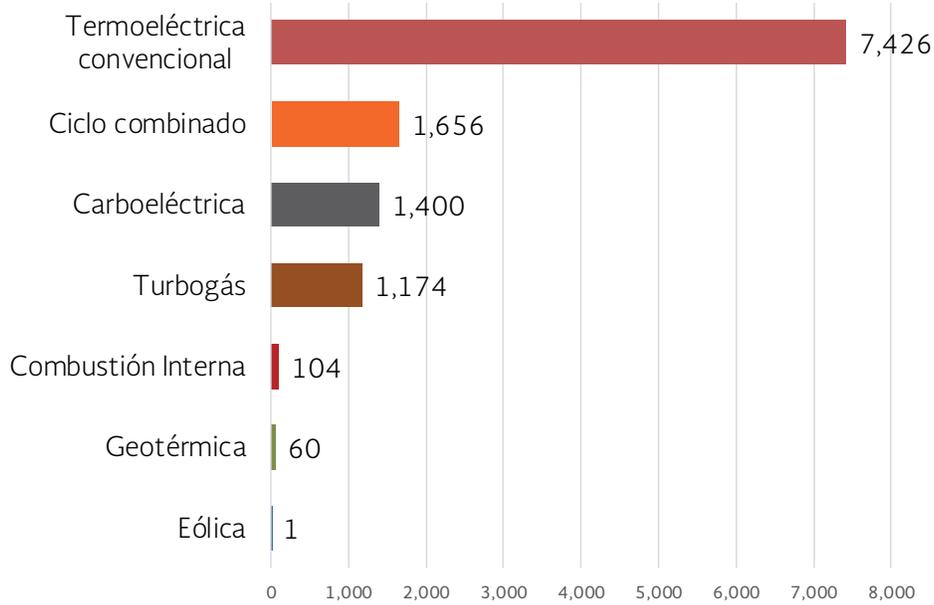
¹⁰⁶ Artículo 18, fracción IV, de la LIE

¹⁰⁷ Base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico.

capacidad total a retirar en el periodo, corresponde a termoelectricas convencionales.

Para el periodo 2018-2032 sólo se tiene notificado el retiro de centrales eléctricas pertenecientes a la CFE (ver Anexo, Tabla 4.5.5.).

GRÁFICO 4.5.3. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2018-2032
 (Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE y la CFE.

MAPA 4.5.12. RETIRO DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2018-2032
 (Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica

Como resultado de la expansión del sistema eléctrico, se estima que, en el año 2032, la capacidad total será de 130,292 MW, al considerar la evolución anual de las adiciones y los retiros de las unidades generadoras que integran al SEN, por lo que se proyecta que en el horizonte de planeación 2018-2032, la capacidad instalada aumente en 73% en relación con la capacidad en operación al 31 de diciembre de 2017 (ver Gráfico 4.5.4., Anexo, Tabla 4.5.6).

La capacidad instalada estará definida por un 55% correspondiente a tecnologías convencionales y 45% en tecnologías limpias. Los ciclos combinados, así como las centrales eólicas e hidroeléctricas predominarán en la infraestructura de generación eléctrica del país (ver Gráfico 4.5.5.).

Asimismo, la generación eléctrica estimada para 2032 será equivalente a 484,788 GWh. De esta forma, la matriz eléctrica contará con una participación en la generación del 60% de energías convencionales y 40% de Energías Limpias (ver Gráfico 4.5.6., Anexo, Tabla 4.5.7.).

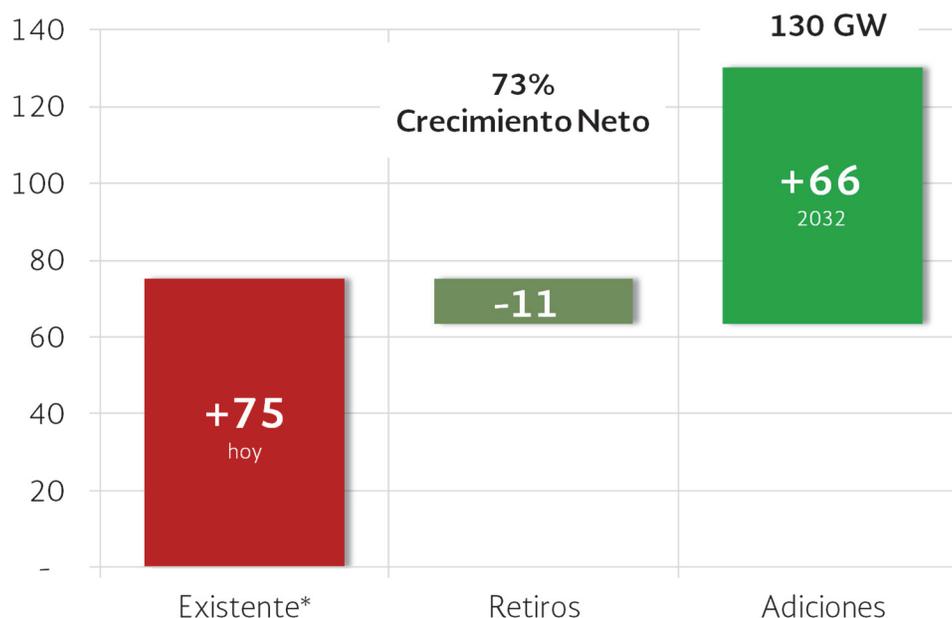
De acuerdo con el escenario de planeación, la generación de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 3.1% en los próximos 15 años.

En el rubro de las tecnologías convencionales la energía proveniente de termoeléctricas y turbogás decrecerá de forma constante a una tasa media anual de 8% y 11%, respectivamente, lo cual se explica por los retiros programados a lo largo del periodo de planeación. Asimismo, se estima un incremento en la energía generada por las carboeléctricas a partir de 2019 debido a la entrada en operación de capacidad; sin embargo, se proyecta una reducción en los últimos años por los retiros de las unidades carboeléctricas programadas en 2029.

Por otro lado, las tecnologías limpias incrementarán su generación a una tasa promedio de 6.4% anual, la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas y eólicas representan la trayectoria de mayor crecimiento en el periodo de estudio, con tasas medias anuales de 22% y 11%, respectivamente. En cambio, se estima un crecimiento moderado en la generación hidroeléctrica, en promedio de 2% anual, debido a la menor participación en la composición de la generación durante el periodo de estudio (ver Gráfico 4.5.7.).

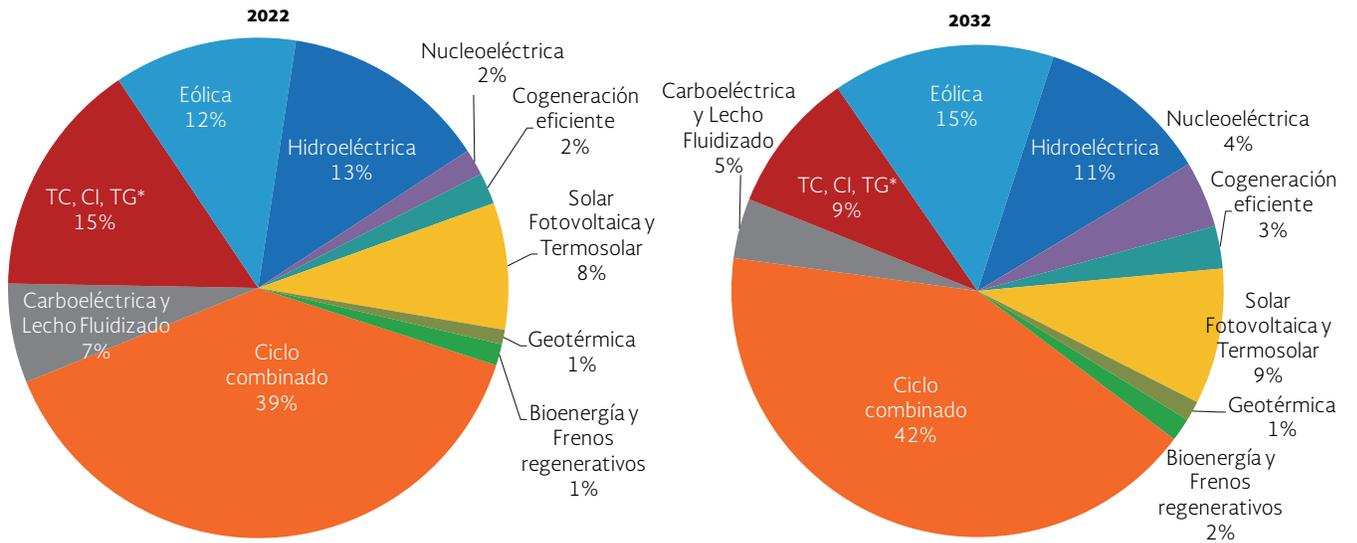
GRÁFICO 4.5.4. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN 2032

(Gigawatt)



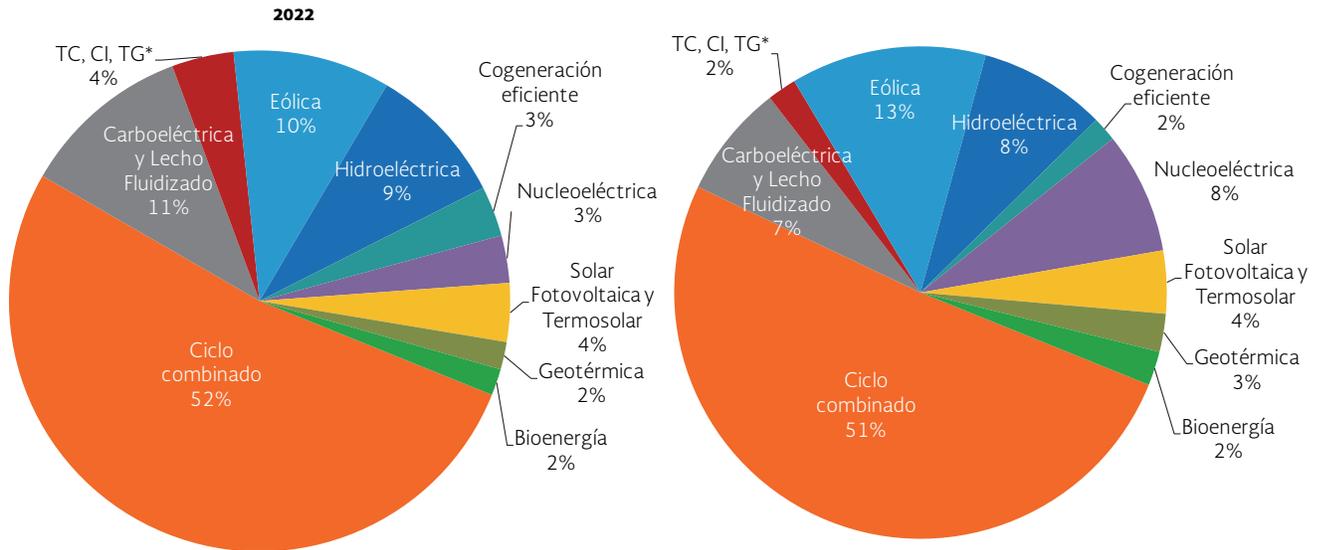
* Nota: El total incluye la adición y retiro de capacidad, no incluye Importación, Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.5. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2032
 (Porcentaje)



* Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

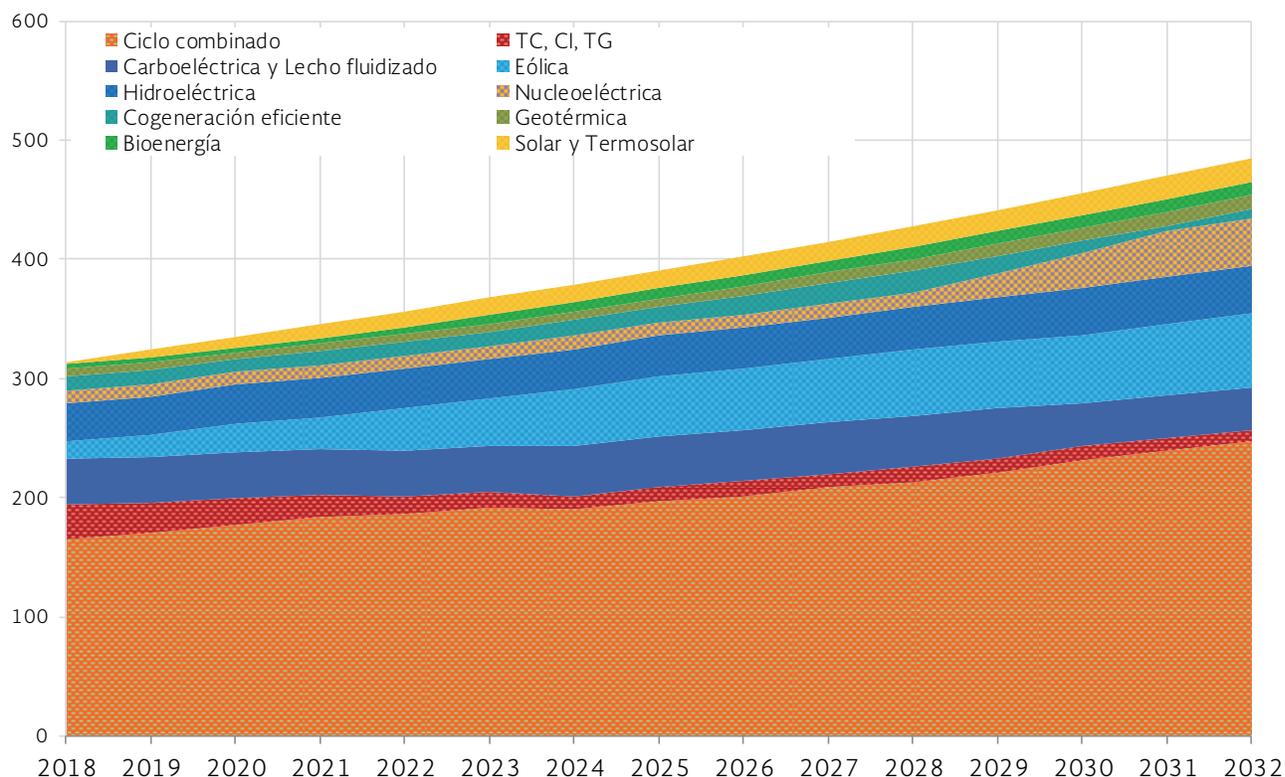
GRÁFICO 4.5.6. GENERACIÓN TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2032
 (Porcentaje)



* Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Generación estimada de acuerdo con los pronósticos de consumo y demanda del CENACE y los parámetros técnicos utilizados para la estimación del PIIRCE. No se incluyen Importaciones, Exportaciones, autoabastecimiento local, Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.7. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2032

(Terawatt-hora)



Nota: Generación estimada de acuerdo con los pronósticos de consumo y demanda del CENACE y los parámetros técnicos utilizados para la estimación del PIIRCE. No se incluyen importaciones, exportaciones, autoabastecimiento local, generación distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

Consumo de combustibles

De acuerdo con la evolución esperada de la capacidad instalada, durante los primeros cuatro años del periodo de planeación, se espera la incorporación de 9.2 GW de centrales eléctricas de ciclo combinado y turbogás que estarán operando en su totalidad en el año 2021 y representan el 47% del total de la capacidad adicional. Lo anterior origina que el consumo de gas natural incremente a una tasa promedio de 2.4% al año, por lo que al final del periodo de planeación su participación alcanzará el 63% en el total del consumo de combustibles fósiles requeridos para la producción de electricidad (ver Anexo, Gráfico 4.5.8. y Tabla 4.5.8.).

Con la entrada en operación de los 10 gasoductos en la red nacional y de internación que se encuentran actualmente en construcción cuya operación comercial se espera en el 2018, se incrementará la capacidad de transporte de gas natural en 12,193 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) al año (equivalente a 4,845 petajoules).

El consumo de combustóleo disminuirá a una tasa media de 9% anual, lo cual se debe en gran medida al retiro programado de 4.1 GW de capacidad instalada de unidades que utilizan este combustible, así como la conversión de 1.3 GW de centrales termoeléctricas de la CFE a dual, para reducir y sustituir el consumo de combustóleo por gas natural, además de que en el periodo de planeación no se prevé la adición de centrales cuyo combustible sea el combustóleo.

De acuerdo con los resultados del ejercicio de planeación el consumo del carbón mantendrá una trayectoria estable durante los próximos 6 años, el incremento en el consumo de este combustible se debe a una central de lecho fluidizado con capacidad de 461 MW que estará operando a partir de 2024.

En 2019 se consolidará la rehabilitación y modernización de la central carboeléctrica José López Portillo que adicionará 129 MW, mientras que en 2029 se retirarán 1,400 MW pertenecientes a las cuatro unidades de la central Carbón II, en Coahuila, por lo que se espera una disminución a una tasa media de 0.4% anual en el consumo de carbón.

El consumo de uranio se incrementará casi dos veces el volumen actual en los últimos tres años del periodo de planeación, si se materializa la entrada en operación de tres centrales nucleoelectricas que adicionarán 4,081 MW al SEN.

El consumo de biocombustibles aumentará su participación en la composición de energéticos para la generación de electricidad, alcanzará 5.5% en el consumo total de combustible ante la puesta en marcha de centrales eléctricas de bioenergía que adicionarán 940 MW.

El consumo de diésel en la generación eléctrica representará 0.1% al final del periodo de planeación, y decrecerá el volumen consumido a una tasa media anual de 11.4%. Lo anterior se explica fundamentalmente por el retiro programado de 1.2 GW de capacidad instalada en unidades que generan electricidad a base de diésel, además de que se prevé la adición de 150 MW de capacidad en centrales cuyo combustible sea el diésel.

Emisiones

El 27 de marzo de 2015 México presentó la Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés) ante las Naciones Unidas que contiene los compromisos del país frente al cambio climático. La INDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales no condicionados, que son aquellos que el país puede solventar con sus propios recursos.

En este sentido, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de GEI en México, solo por debajo del sector transporte, de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015 y tiene el compromiso INDC de reducir sus emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO_{2e} al 2030.

El resultado en el pronóstico de emisiones de contaminantes por la generación eléctrica para el ejercicio de planeación 2018-2032, muestra un nivel de emisiones de 138.6 MTCO_{2e}, cifra inferior respecto al nivel definido en el compromiso INDC, que es resultado de la adición de 36.7 GW de Energía Limpia, el retiro de 11.7 GW de unidades convencionales, a las reconversiones de centrales termoeléctricas a duales que contribuyen a la reducción del consumo de combustibles altamente contaminantes como el diésel y combustóleo, y la implementación de tecnologías de punta que permiten mejorar la eficiencia de las centrales eléctricas y contribuyen en la captura y

secuestro de carbono, para el caso de las centrales térmicas (ver Anexo Gráfico 4.5.9. y Tabla 4.5.9.).

Reserva de Planeación Eficiente (Margen de Reserva)

De acuerdo con los resultados del ejercicio de planeación, los valores indicativos establecidos en la Política de Confiabilidad (VIRPe-MR) se cumplen en cada una de las zonas de potencia (ver Gráfico 4.5.10. y 4.5.11).

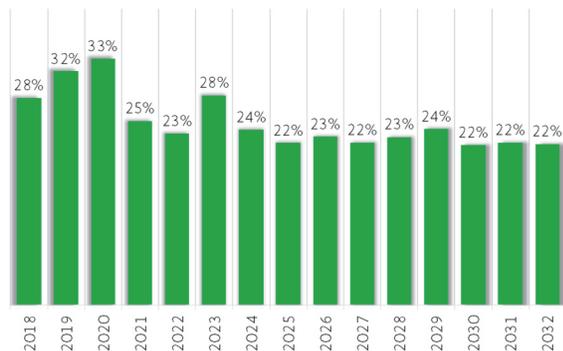
En el caso del Sistema Interconectado Baja California (SIBC), la trayectoria del VIRPe-MR cierra con 36% en 2022. El SIBC es una zona de potencia vulnerable a los cambios de capacidad de generación de las unidades de generación instaladas en la región y de los intercambios con los sistemas eléctricos de Estados Unidos, por lo que la trayectoria del VIRPe-MR prevista se atenderá mientras se observen las siguientes condiciones: a) un crecimiento medio anual de la demanda de energía eléctrica de 3.5%, el retiro de 499.4 MW de capacidad de generación y la adición de 950 MW de capacidad de generación, durante el periodo 2018-2022; b) la interconexión con el SIN en 2023; c) la permanencia en la compra de capacidad a los permisionarios de exportación instalados en la región, y f) la permanencia de la importación de capacidad de generación en momentos de demanda máxima.

En el Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS), la trayectoria del VIRPe-MR cierra con 40.1% en 2023. El SIBCS es una zona de potencia vulnerable debido al aislamiento que mantiene con el resto de los sistemas interconectados, por lo que la trayectoria del VIRPe-MR prevista se atenderá mientras se observen las siguientes condiciones: a) un crecimiento medio anual de la demanda de energía eléctrica de 4.1%, el retiro de 218 MW de capacidad de generación y la adición de 266 MW de capacidad de generación, durante el periodo 2018-2023; b) la interconexión con el SIN en 2024, y c) la permanencia del criterio de reserva de al menos la capacidad de generación de las cuatro unidades mayores para atender la demanda del sistema, hasta no ejecutarse la interconexión con el SIN.

En el SIN, se espera que la trayectoria del VIRPe-MR alcance un máximo en 2020, debido a la entrada en operación de 17,369 MW de capacidad adicional acumulada entre 2018 y 2020 de los proyectos incluidos en el PIIRCE. A partir de 2024, la trayectoria del VIRPe-MR del SIN se estabiliza y cierra con 22% en 2032.

GRÁFICO 4.5.10. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN EL SIN

(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.11. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN SIBC Y SIBCS

(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Costos del Sistema Eléctrico Nacional

El PIIRCE 2018-2032 comprende el conjunto de proyectos de centrales eléctricas que se llevarán a cabo en los próximos 15 años procurando el menor costo para el SEN. Esto es, la planeación de la generación considerada en el presente programa, minimiza el valor presente del costo total ($CT = C_{INV} + C_{O\&M} + C_{ENS}$), donde C_{INV} es el valor presente de los costos de inversión en proyectos de generación; $C_{O\&M}$ es el valor presente de los costos de operación y mantenimiento, fijos (FO&M) y variables (VO&M), y C_{ENS} es el valor presente de la energía no suministrada.

En alineación a la política de confiabilidad, en la cual se determinó que la planeación del SEN deberá observar una probabilidad de energía no suministrada eficiente (PENS Eficiente) no mayor a 0.0315%, de tal forma que se disminuya el riesgo de fallas en el suministro eléctrico y se cumpla con el criterio de mínimo costo del SEN. Por lo anterior, se estima que el costo total del SEN es de 167,041 millones de dólares en el periodo 2018-2032¹⁰⁸.

En términos de estructura, los costos VO&M y de inversión, son los de mayor participación en el total, 54% y 30%, respectivamente. El costo de energía no suministrada representa menos del 1% del costo total, y su valor estimado en el periodo de planeación es de 17 millones de dólares (ver Gráfico 4.5.12.).

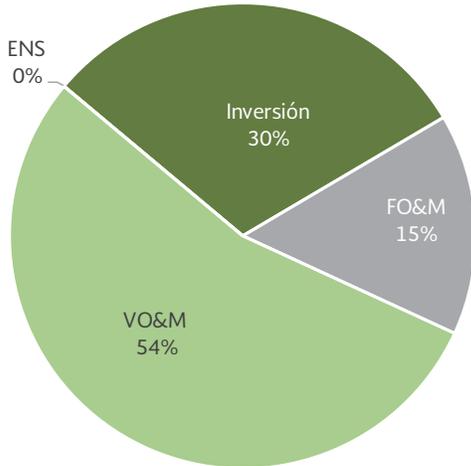
Los costos totales del SEN se distribuyen anualmente en un rango entre 6 y 8 mil millones de dólares (mmd). A pesar de que, cada año, la inversión de proyectos es mayor, el costo total anual es menor, debido a la reducción de los costos FO&M y VO&M (ver Gráfico 4.5.13. y Anexo, Tabla 4.5.10.).

Los costos FO&M y VO&M decrecen a tasas medias anuales de 5.4% y 4.8%, respectivamente. Este comportamiento futuro se explica por la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, que implica la integración de tecnologías con mayor innovación y desarrollo, que resultará en ahorros para el sistema por: a) un menor consumo de combustibles fósiles en sustitución con fuentes limpias; b) la renovación de la infraestructura de generación y la rehabilitación de las unidades para optimizar el rendimiento de las centrales eléctricas, y c) una mayor eficiencia de los equipos y unidades que integran las centrales eléctricas, gracias a las mejoras tecnológicas y aprovechamiento sustentable de las fuentes primarias de energía.

¹⁰⁸ Para determinar el costo total del SEN correspondiente al periodo de planeación, se asume que el sistema continuará con la expansión y con la operación de las unidades generadoras en los años posteriores a 2032, por lo que se considera los efectos

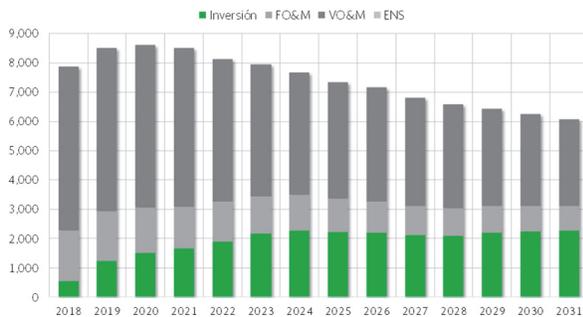
de los nuevos proyectos a realizarse y la vida económica de las centrales eléctricas, como una perpetuidad en la suma del valor actualizado de los costos en el último año del horizonte de planeación.

GRÁFICO 4.5.12. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SEN
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.13. COSTOS DEL SEN 2018-2032
(millones de dólares)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.6. Estudios de sensibilidad

La planeación del sistema eléctrico en México es centralizada pero las principales decisiones de inversión son individuales y éstas dependen de factores con alto contenido de incertidumbre.

En este orden de ideas, la planeación a largo plazo del sistema eléctrico deja de ser determinística para convertirse en estocástica, en donde diversos parámetros del problema son modelados a través de variables aleatorias, las cuales, por no conocerse con anticipación, incorporan incertidumbre.

Por ello, se presenta una propuesta de escenarios de largo plazo, cuyo alcance es el análisis prospectivo, simplificado e imparcial, de posibles impactos en la estructura del sector eléctrico.

Escenarios de largo plazo

Los escenarios de largo plazo correspondientes para el periodo de planeación 2018-2032 están sujetos a la evolución estimada y ajustada de las variables de carácter estratégico, como son la demanda de energía eléctrica, los precios de combustibles, las metas de energías limpias y el potencial de energías limpias.

Se mantienen los criterios de firmeza de los proyectos, los valores de reserva de planeación eficiente, las fechas en las que se llevará a cabo la interconexión de los sistemas aislados al SIN, los límites de transmisión bajo condiciones de demanda máxima y el programa de retiros de centrales eléctricas.

Asimismo, se agregan factores que generan incertidumbre tales como el impacto ambiental, social, logísticas y financieras, reducción en la oferta en el suministro de gas natural en diferentes regiones del país, aplazamiento en la entrada en operación comercial de los proyectos adjudicados en las Subastas de Largo Plazo, así como la penetración de generación distribuida solar fotovoltaica al sistema eléctrico.

Los escenarios analizados son los siguientes:

- 1. Base:** es el escenario de referencia o base para el análisis de sensibilidad. Consiste en una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.
- 2. Precios bajos de combustibles:** supone un menor crecimiento en los precios de combustibles en relación con el escenario Base. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.
- 3. Precios altos de combustibles:** supone un mayor crecimiento en los precios de combustibles en relación con el escenario Base. Mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.
- 4. Menor demanda eléctrica:** supone una trayectoria con menor crecimiento en la demanda de energía eléctrica en relación con el escenario Base. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en los precios de combustibles. Cumple con

la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.

5. **Mayor demanda eléctrica:** se espera una trayectoria con mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica en la relación con el escenario Base. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.
6. **Metas de Energías Limpias no vinculantes:** no se considera el cumplimiento de las Metas de Energías Limpias, por lo tanto, el escenario no está sujeto al potencial de energías limpias. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles.
7. **Oferta limitada de gas natural:** supone una reducción en el suministro de gas natural en las regiones Norte, Occidental y Peninsular. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Además, el escenario no está sujeto al potencial de energías limpias.
8. **Retraso en proyectos de Subastas:** supone un aplazamiento en la fecha de entrada en operación comercial de los proyectos adjudicados en las Subastas de Largo Plazo en un rango de siete a 18 meses. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.
9. **Factores exógenos:** supone la presencia de restricciones ambientales, sociales, logísticas y financieras para el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país. Se mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. No se considera el cumplimiento de las Metas de Energías Limpias, por lo tanto, el escenario no está sujeto al potencial de energías limpias.
10. **Generación Distribuida:** Supone un crecimiento medio en la adopción de la tecnología solar fotovoltaica menor a 500 kW por parte de diferentes usuarios de baja y media tensión. Se

mantiene una trayectoria de crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias y está sujeto al potencial de energías limpias.

Es importante señalar que la adopción esperada de la tecnología solar fotovoltaica es el resultado de un modelo de expansión de generación distribuida realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL).

Este modelo considera usuarios de baja y media tensión de acuerdo con la tarifa a la que están sujetos y el perfil de consumo de energía eléctrica promedio de acuerdo a su ubicación geográfica; también considera las diferencias en el recurso solar a lo largo del país. Los costos de los paneles solares se toman del estudio “*Annual Technology Baseline (ATB) 2017*” publicado por NREL¹⁰⁹.

Análisis de Sensibilidad

Con el fin de simplificar la evaluación cuantitativa de la evolución de la composición de la matriz del sector eléctrico en cada escenario se realiza un estudio de sensibilidad en el que se analiza el impacto en cinco indicadores, todos comparados con el escenario base: a) capacidad adicional, b) generación de energías limpias, c) costos del sistema eléctrico, d) inversión en proyectos de generación y e) emisiones de GEI.

Capacidad adicional

El Gráfico 4.6.1. muestra que las adiciones de capacidad son más sensibles a un cambio en el nivel de demanda de energía eléctrica. Un mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica implica un aumento del 12% en la capacidad de generación total; la participación sería un 13% mayor en la capacidad de generación de tecnologías limpias, entre las que destacan la solar fotovoltaica, bioenergía y cogeneración eficiente y 10% mayor en las tecnologías convencionales, destacando aquellas que operan a base de gas natural.

En contraste, un menor crecimiento de la demanda de energía eléctrica genera una contracción en las adiciones esperadas, las cuales retroceden en un 18%, esto se refleja en la disminución de la instalación de centrales de ciclo combinado y geotérmicas.

¹⁰⁹ <https://atb.nrel.gov/>

Por otro lado, la capacidad adicional en el sistema eléctrico se incrementa en 5% a medida que los precios de combustibles aumentan, observándose un crecimiento del 25% en nueva capacidad de tecnologías de energías limpias, principalmente renovables como la solar fotovoltaica y geotérmica.

Ante la presencia de factores externos que obstaculicen el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país, la diversificación de la matriz energética se vería mermada, esto se traduce en la disminución del 26% en la construcción de nueva capacidad de tecnologías limpias. Por el contrario, las tecnologías convencionales aumentarían en 14%, principalmente en centrales de ciclo combinado, turbogás y combustión interna.

Los escenarios Precios bajos de combustible, Metas de Energías Limpias no vinculantes, Retraso en proyectos de Subasta, Generación distribuida y Oferta limitada de gas natural responden de manera marginal en la capacidad adicional en relación con el escenario base.

Generación de energías limpias

El Gráfico 4.6.2. muestra que ante la presencia de factores externos que ponen en riesgo el desarrollo de proyectos de energía limpia en el sureste del país, la generación de energías limpias disminuye 24%, derivado de la caída en la generación eólica, geotérmica y de cogeneración eficiente. Esto resultaría en un incremento del 13% en la generación térmica convencional, principalmente centrales de ciclo combinado, termoeléctricas convencionales y de combustión interna.

Ante la falta de medidas de transición energética como las Metas de Energías Limpias, la generación de centrales convencionales aumenta en 9%, principalmente las de ciclo combinado, mientras que la generación de energías disminuye en 17%.

Una mayor demanda de energía eléctrica favorece a la generación de energías limpias al aumentar 4%, impulsada principalmente por las centrales solar fotovoltaica, bioenergía y de cogeneración eficiente. En cambio, un crecimiento menor de la demanda implica que la generación de tecnologías limpias decrezca un 4% en consecuencia de una menor participación en la generación por parte de las tecnologías eólica, geotérmica y de cogeneración eficiente.

Los escenarios Precios bajos de combustible, Retraso en proyectos de Subasta, Generación distribuida, Precios altos de los combustibles y Oferta limitada de

gas natural inciden en menor medida en la generación de energías limpias.

Costos del sistema eléctrico

El Gráfico 4.6.3. muestra que una menor demanda de energía eléctrica puede disminuir hasta un 8% los costos del sistema eléctrico, o un 7% si los precios de combustibles tienen una tendencia decreciente en relación con el escenario base.

Por otro lado, el costo del sistema aumenta en los escenarios donde la demanda y los precios de combustibles presentan una trayectoria al alza, lo que se explica por el incremento en los costos asociados al mayor consumo de combustibles, a los costos fijos de operación y mantenimiento y a los costos de inversión en generación y transmisión, los cuales están relacionados con el desarrollo de nueva infraestructura en el sistema eléctrico.

Los escenarios Factores exógenos, Metas de Energías Limpias no vinculantes, Oferta limitada de gas natural, Generación distribuida y Retraso en proyectos de Subastas resultan en los costos del sistema eléctrico similares al escenario base.

Inversión en proyectos de generación

De acuerdo con el Gráfico 4.6.4. la inversión en proyectos de generación retrocede en 16% ante la presencia de factores externos que obstaculicen el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país.

Con una menor demanda eléctrica la inversión retrocede en 14%. En cambio, la inversión en proyectos de generación responde con mayor impulso a trayectorias crecientes en la demanda de energía eléctrica. Para satisfacer una mayor demanda, el sistema requeriría mayor capacidad de generación tanto de centrales convencionales como limpias, por lo que se tendría un incremento del 8% en la inversión.

Ante un escenario en donde los precios de combustibles son altos, se requiere una mayor integración de centrales con tecnologías limpias para compensar este incremento en los precios, principalmente las solares, eólicas y de cogeneración eficiente, traduciéndose en un aumento de 5% en la inversión.

Los escenarios Precios bajos de combustibles, Metas de Energías Limpias no vinculantes, Generación distribuida, Retraso en proyectos de Subastas y Oferta limitada de gas natural indican de manera

marginal en el nivel de inversión en proyectos de generación en relación con el escenario base.

Emisiones de GEI

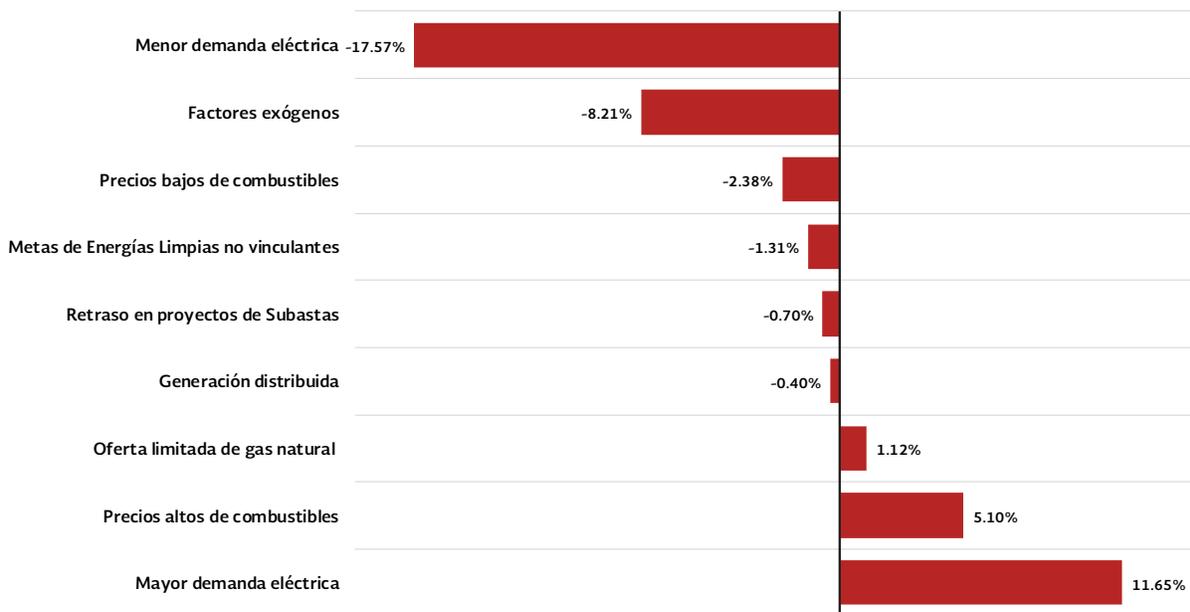
Ante la presencia de factores externos que limitan el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país, es necesario invertir en la construcción de nuevos generadores convencionales, lo que se traduce en un crecimiento de hasta 8% en las emisiones de GEI (ver Gráfico 4.6.5.).

Asimismo, el aumento en la generación de centrales convencionales derivado de un mayor dinamismo en la demanda de energía eléctrica puede incrementar un 7% las emisiones de GEI. Además, al no contar con medidas de transición energética como las Metas de Energías Limpias, se incentivaría la participación de las tecnologías convencionales en la generación de energía eléctrica, aumentando así en 4% las emisiones de GEI.

En cambio, un escenario menos contaminante se logra reduciendo el consumo de energía eléctrica y cuando se presente un escenario de precios altos en los combustibles, en ambos casos la caída en las emisiones de GEI son del orden del 4% y 2%, respectivamente.

La emisión de contaminantes es poco sensible al Retraso en proyectos de Subastas, Generación distribuida y Oferta limitada de gas.

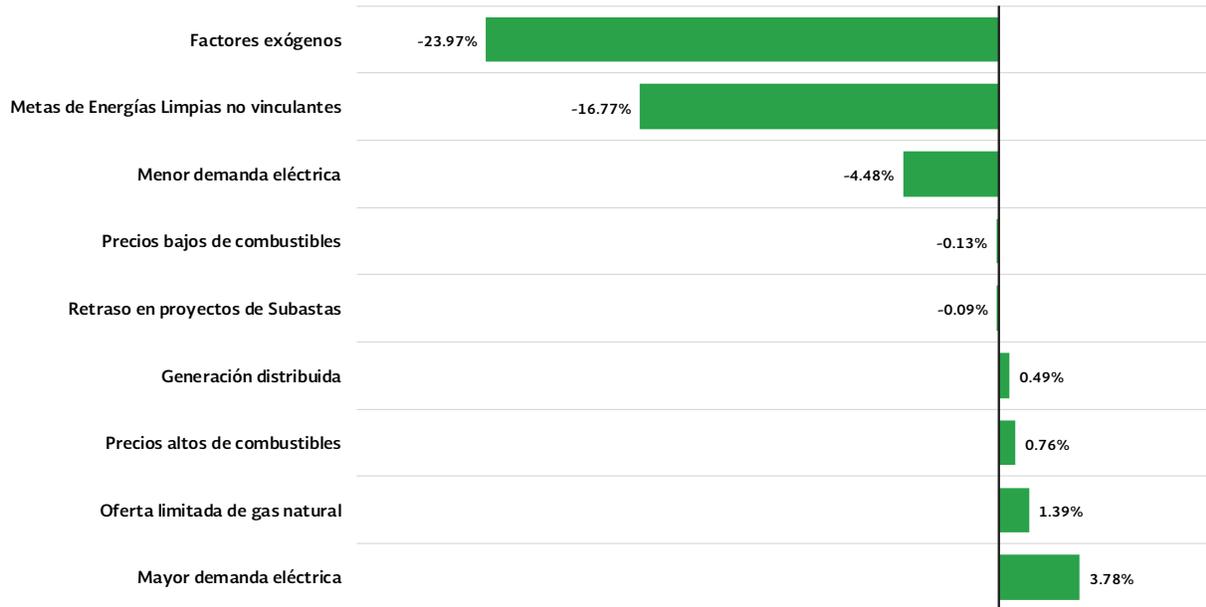
GRÁFICO 4.6.1. CAPACIDAD ADICIONAL 2018-2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.6.2. GENERACIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS 2018-2032

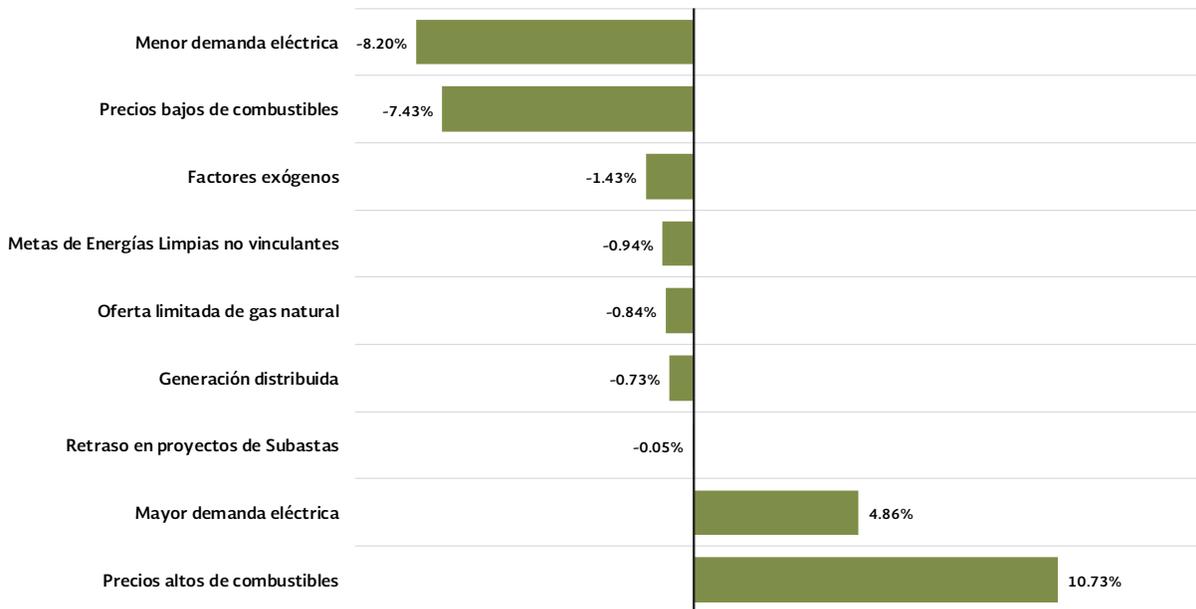
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

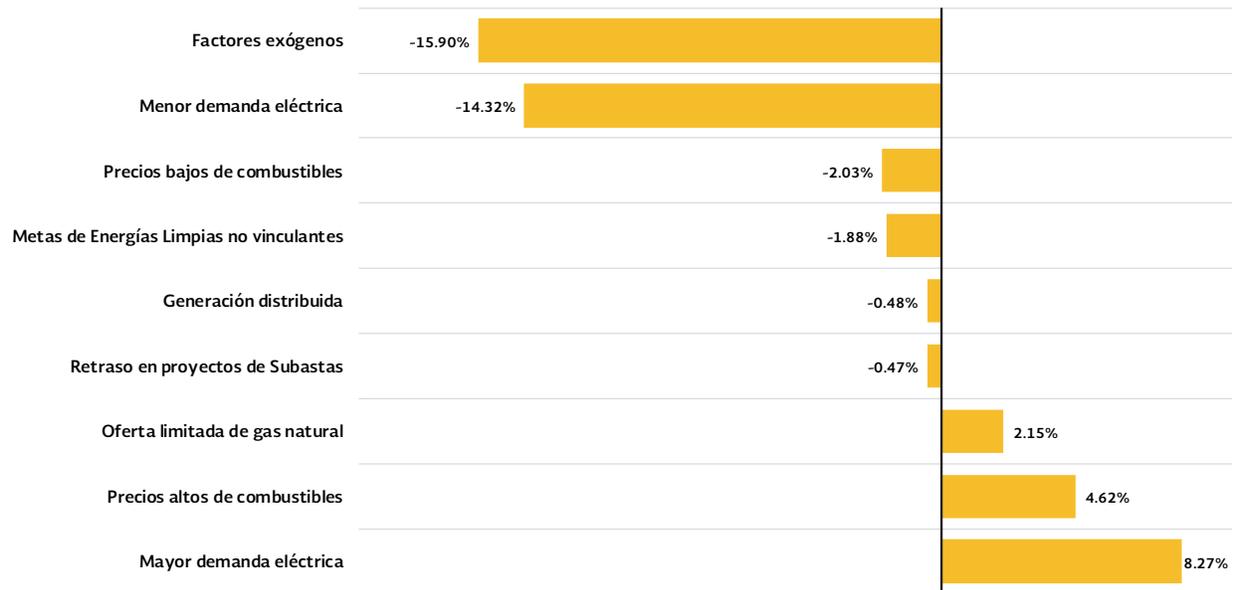
GRÁFICO 4.6.3. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO 2018-2032

(Porcentaje)



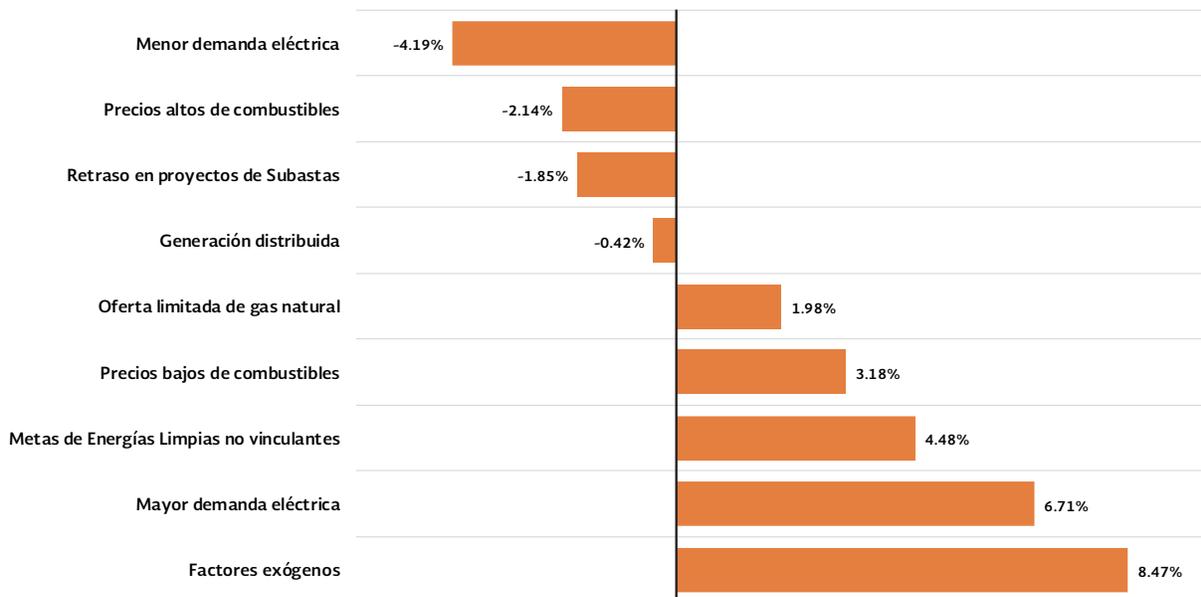
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.6.4. INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN 2018-2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.6.5. EMISIONES DE GEI 2018-2032
(Porcentaje)



FUENTE: ELABORADO POR LA SENER.



PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

- 5.1.** Proceso para la planeación de la RNT
- 5.2.** Diagnóstico operativo 2017
- 5.3.** Seguimiento a proyectos 2015, 2016 y 2017
- 5.4.** Proyectos identificados 2018

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2018-2032, tiene entre sus principales objetivos:

- Buscar la minimización de los costos de prestación del servicio,
- Reducir los costos de congestión,
- Incentivar una expansión eficiente de la generación.

Lo anterior, considerando los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red.

Durante este proceso se debe tomar en cuenta los programas previos, las obras e inversiones que se encuentren en ejecución.

En apego a lo anterior, el PAMRNT identifica los siguientes proyectos:

- Proyectos de ampliación
- Proyectos de modernización

5.1. Proceso para la planeación de la RNT

El proceso de planeación inicia con el diagnóstico operativo del sistema eléctrico del año previo, identificando los problemas que se presentaron, como saturación de la red de transmisión, sobrecargas en bancos de transformación, bajos y altos niveles de tensión, problemas ante la salida forzada de algún elemento y el comportamiento del margen de reserva operativo.

Posteriormente se realizan los estudios de corto plazo (n a $n+5$) empleando los programas PSSE¹¹⁰ y DSATOOLS¹¹¹, en los que se definen la infraestructura y refuerzos necesarios para suministrar la demanda pronosticada, la conexión de nuevos centros de carga y la interconexión de centrales generadoras. Esta infraestructura es la base para los estudios de la

expansión de la red a mediano y largo plazo. La nueva infraestructura de generación corresponde con la señalada en el PIIRCE elaborado por la SENER.

Infraestructura de la Red Nacional de Transmisión

La red de transmisión se simula de forma completa desde el nivel de 400 kV hasta 13.8 kV¹¹² la demanda se representa a nivel subestación, el parque de generación por el despacho de cada unidad que componen las centrales, tanto existentes como futuras. En esta etapa es importante representar la Red Nacional de Transmisión con el mayor detalle posible.

En los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones y políticas operativas reales que tienen implicación sistemática en cada año o para algún periodo en particular. Por ejemplo, el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de molécula del gas natural y generadores necesarios por confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunos generadores por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación limpia intermitente solar y de viento de acuerdo a estadísticas y horas específicas.

Refuerzos

Los refuerzos se obtienen en un escenario en el que se incrementa la demanda y se incluyen las fuentes de generación previstas en el PIIRCE para el año de análisis, con la finalidad de satisfacer el suministro de la energía eléctrica.

¹¹⁰ PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software

¹¹¹ DSATools™ Dynamic Security Assessment Software

¹¹²La Red Nacional de Transmisión que corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista se integra por los elementos de las redes eléctricas de Alta Tensión, con una tensión nominal

mayor o igual a 69 kV, de conformidad con lo establecido en el ACUERDO por el que se determinan los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (14/12/2016).

Posteriormente, se analizan los elementos de la RNT que no cumplen los criterios de observancia para el proceso de planeación, indicados en el capítulo 3 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

Con base en los elementos de la RNT que no cumplen con los criterios antes mencionados, es posible determinar la necesidad de refuerzos, tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (criterio de confiabilidad $n-1$, excepto para transformadores donde no se considera la falla).

Una vez identificados los refuerzos necesarios se analizan alternativas de solución equivalentes a magnitud de transporte, de potencia o capacidad y se determina cuál presenta la mejor relación beneficio – costo (B/C) para el sistema, con los mejores beneficios técnico-operativos.

Evaluación económica

La evaluación económica de los proyectos permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo y el impacto de los proyectos de transmisión en términos de valor agregado para la sociedad, mediante índices económicos. Las líneas de transmisión adicionales en el sistema incrementan la capacidad de transmisión al mercado, aumentando así las trayectorias alternas, y minimizando congestiones. Ello, permite una optimización del portafolio de generación, lo cual se traduce en un beneficio económico-social.

En las evaluaciones se consideran beneficios tales como: la contribución de adiciones de elementos de transmisión, la reducción de costos de producción; la seguridad del suministro y las mejoras en la flexibilidad

operativa del sistema; la penetración de la generación con base en fuentes renovables de energía; así como la reducción de emisiones contaminantes, entre otros. Los beneficios técnicos deben traducirse a unidades monetarias.

Los beneficios se obtienen para dos tipos de proyecto, los que tienen como objetivo atender el incremento en la demanda de forma local y aquellos cuyo objetivo es incrementar la capacidad de transmisión para compartir reservas de generación.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión y compensación que se verifican anualmente conforme se actualizan los programas indicativos de generación (PIIRCE), crecimiento de la demanda y evolución de precios de los combustibles.

Para las evaluaciones económicas y de energía, el Sistema Eléctrico Nacional se modela por regiones representando los enlaces y límites de transmisión entre ellas.

La demanda se modela de acuerdo con las curvas de duración de carga considerando los pronósticos de crecimiento.

Para las centrales eléctricas se modela la indisponibilidad estadística, y para la generación intermitente se modela el comportamiento estadístico del factor de planta y los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios.

La evaluación económica de los principales proyectos de transmisión requiere la simulación de la operación futura del sistema eléctrico. Esta se lleva a cabo mediante el modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión (PEGyT), el cual considera información del sistema como:

- Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica,
- Evolución de precios de combustibles,
- PIIRCE,
- Simplificación de la red por regiones,
- Parámetros de desempeño de las Centrales Eléctricas,
- Caracterización de la red eléctrica existente,
- Límites de transmisión,
- Proyectos de transmisión candidatos,
- Costos de inversión
- Costos de operación y mantenimiento del sistema existente y de los proyectos futuros de generación y transmisión y,
- Parámetros de evaluación como la tasa de descuento y el valor de la energía no suministrada.

Los resultados que se obtienen de esta simulación son: costos totales de producción de energía, costos de energía no suministrada, costos de inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, entre otros.

Para confirmar las necesidades de refuerzos y evaluaciones de adiciones de transformación se realizan estudios de la evaluación probabilística de la confiabilidad compuesta, dicha evaluación se lleva a cabo mediante el Modelo México, el cual considera la siguiente información del sistema:

- Estadística de fallas en elementos de generación, transmisión.
- Topología y parámetros de red;

- Modelo de red equivalente de 2,000 elementos;
- Límites de transmisión,
- Demanda por subestaciones,
- Estadística de la generación hidroeléctrica,
- Costos variables de generación del parque existente y,
- Proyectos de generación factibles.

En el horizonte de tiempo de mediano-largo plazo ($n+6$ a $n+14$), se estructura una red eléctrica por cada año con el PIIRCE y el crecimiento de la demanda por Gerencia de Control Regional y Sistema Interconectado.

El proceso de evaluación probabilística de proyectos de transmisión y transformación consiste en minimizar el costo de producción y el costo de la energía no suministrada por el sistema – en cada año de estudio – mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión utilizando el método Montecarlo no secuencial.

Para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación en el mediano plazo, se utiliza la metodología de planificación dinámica, la cual consiste en la solución de sub-problemas estáticos (año por año) iniciando del año “ $n+6$ ” al “ $n+14$ ”, y posteriormente de regreso, del año “ $n+14$ ” al “ $n+6$ ”. Con ello se asegura que todos los elementos propuestos presenten los beneficios económicos necesarios para su viabilidad.

Lo anterior permite garantizar la estabilidad continua del sistema año con año, conforme se van incorporando los proyectos.

5.2. Diagnóstico operativo 2017

Como parte de los insumos para la elaboración del PAMRNT, se requiere determinar el estado del sistema eléctrico al cierre del año previo, para los diferentes sectores del SEN: generación, transmisión, consumo y demanda. Estos insumos permiten conocer el punto de partida, sobre el cual se realizará la planeación de la expansión de la RNT. El consumo y la demanda de los años anteriores son la base para elaborar los pronósticos de crecimiento de la demanda, en potencia y consumo, estos serán insumos junto con la definición del PIIRCE¹¹³.

Comportamiento de la generación hidráulica

A principios del año 2017 la energía almacenada fue de 15,271 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo por la administración del uso del agua y por el periodo de estiaje. En junio se alcanzó el valor mínimo de energía almacenada de 8,081 GWh, lo que representó estar por debajo de la curva guía de seguridad en 2,100 GWh. La extracción adicional de energía hidráulica fue consecuencia, entre otros factores, del retraso de nuevos proyectos de generación, indisponibilidad de combustibles fósiles, fallas fortuitas de la generación, incrementos de la demanda y consumo de energía eléctrica mayores a los pronosticados.

El comportamiento de las aportaciones pluviales fue abundante, por lo cual al cierre de 2017 la energía almacenada en los grandes embalses fue de 18,917 GWh.

Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2017.

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional se presentó el 23 de junio de 2017 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 44,668 MW a las 16:00 h. En los dos años previos esta demanda máxima anual ocurrió en julio y agosto.

De acuerdo a la estadística, las condiciones operativas más críticas suelen ocurrir en junio debido a que en este mes se está en la parte final del periodo de estiaje, los embalses de las grandes centrales hidroeléctricas presentan los niveles mínimos e incluso, en algunos casos con niveles que no permitirían la generación de potencia por el diseño de los turbogeneradores, degradaciones de potencia por nivel, degradaciones de potencia por temperaturas en generación termoeléctrica, fallas de líneas por incendios y coincidencia de altas demandas.

En la segunda quincena de junio se inicia típicamente el periodo de lluvias, con lo cual se puede presentar una reducción en la demanda del Norte del país, pero sobre todo un abatimiento en el Occidente.

Para el mes de agosto, se inicia la recuperación de los embalses con lo cual la disponibilidad de la generación hidroeléctrica se incrementa y ello contribuye a que

¹¹³ Numeral 2.1, capítulo 2 del Manual Regulatorio De Planeación Del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

las transferencias de potencia en algunos enlaces puedan reducirse.

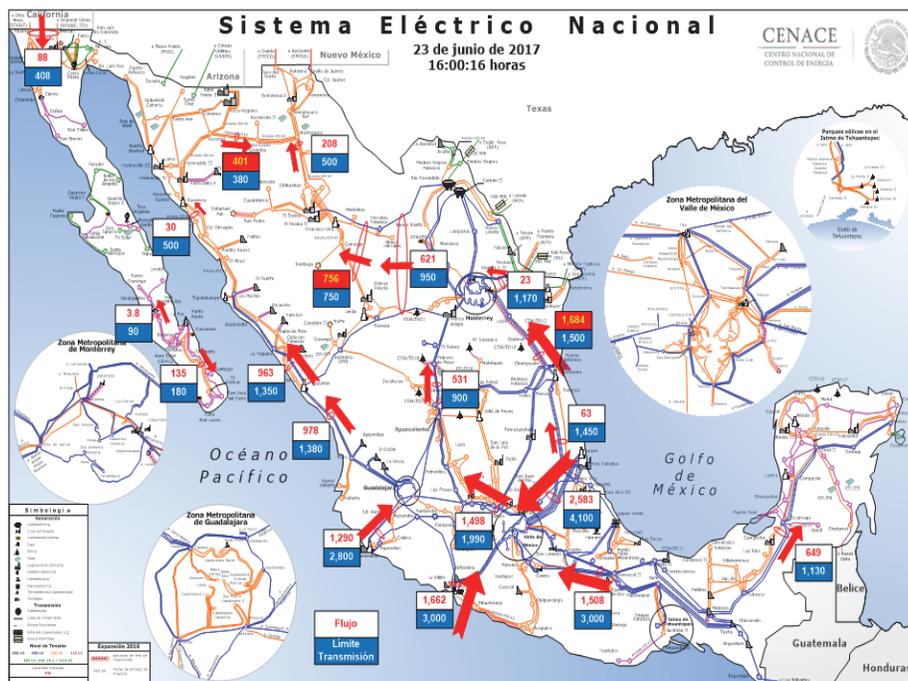
En el gráfico 5.2.1 se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del sistema eléctrico, con transferencias de potencia puntuales el 23 de junio a las 16:00 h. En recuadros en color azul se indican los límites de transmisión operativos, es decir, los límites de seguridad y confiabilidad; los recuadros en color blanco indican las transferencias puntuales reales el día de la demanda máxima anual; algunos están en color rojo que indica saturación.

El tamaño de la flecha trata de insinuar la magnitud de la transferencia de potencia. De las centrales eléctricas del Pacífico se inyecta energía al centro-occidente, de las centrales eléctricas del Golfo de México se inyecta energía al centro-occidente, del sureste se inyecta energía a la Península de Yucatán y al centro y, del sur se transmite energía al norte del país por los corredores de transmisión de 400 kV de: Altamira – Monterrey, Aguascalientes – Saltillo y Tepic – Mazatlán. Por la dirección de flujos de potencia se infiere que en el occidente y norte del país la demanda de energía fue mayor que la generación local, por lo cual se registraron importaciones puntuales de acuerdo con las magnitudes de flujos de

potencia indicados. Se operó con límites de transmisión saturados en: Altamira – Monterrey, se tuvo una transferencia de potencia de 1,681 MW con un límite máximo de 1,500 MW (1,700 MW con DAC). Hacia Chihuahua se tuvo una transferencia de 756 MW, con un límite de 750 MW; de Nacozari – Nuevo Casas Grandes de 401 MW para un límite de 380 MW. Para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo. Es importante resaltar que, al aplicar esquemas de acción remedial, ante falla de alguno de ellos, se tendría el riesgo de disturbios mayores.

En el Sistema Baja California Norte que se encuentra interconectado sincronamente al Sistema Eléctrico de los Estados Unidos de América se tuvo una importación puntual neta de 88 MW con límite máximo de 408 MW. En el Sistema Baja California Sur transferencias de potencia dentro de límites operativos de la zona Villa Constitución a La Paz y de La Paz a Los Cabos.

GRÁFICO 5.2.1. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 23 DE JUNIO DE 2017 A LAS 16:00 HS



Principales corredores de transmisión saturados en 2017

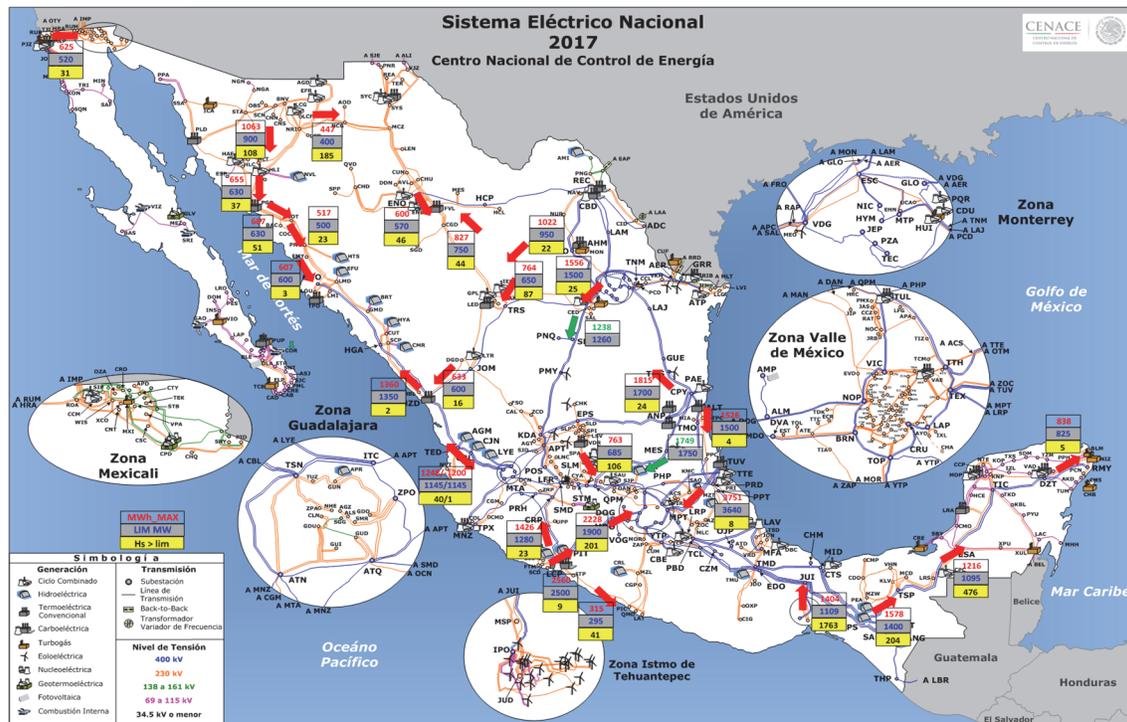
En la evaluación de 2017 relacionada con la infraestructura de la RNT, se detectaron retrasos en la entrada en operación de la infraestructura siguiente: línea de 400 kV Champayán – Güemez – Regiomontano, el ciclo combinado de Norte III en la zona de Ciudad Juárez. El 21 de mayo de 2017, un tornado en la región de Reynosa Tamaulipas colapsó 48 estructuras de transmisión (32 de 400 kV y 16 de 230 kV), de igual forma provocó una falla de 990 MW de generación de los ciclos combinados Tres y Cuatro de la zona fronteriza, indisponibilidades de gas natural, retrasos de las centrales eléctricas en mantenimiento y fallas en centrales eléctricas principalmente. La combinación de falta de infraestructura eléctrica de transmisión y coincidencia con otros eventos, originó que durante todo el año en diferentes tiempos se presentaran congestiones en la RNT en 29 enlaces.

En el gráfico 5.2.2 se muestran los corredores de transmisión que presentaron sobrecargas en 2017. Se indica el nivel de transmisión alcanzado, el límite de

operación y las horas que se operó por encima del límite de transmisión.

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: 5 líneas de transmisión de 230 kV del norte de Sonora hacia Hermosillo, 3 líneas de 230 kV Guaymas – Obregón, 2 líneas de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes, 2 líneas de 400 y 2 de 230 kV de Mazatlán – Culiacán, 2 líneas de 230 kV Camargo – La Laguna más la línea de 400 kV El Encino – Río Escondido, una línea de 400 kV y una de 230 kV entre Durango – Mazatlán, 2 líneas de 400 kV y una de 230 kV del enlace GCR Noreste- GCR Norte, 2 líneas de 400 kV Champayán – Güemez, 2 líneas de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo, 2 líneas de 400 kV Altamira-Tamos, 2 líneas de 400 kV Malpaso-Tabasco Potencia más un autotransformador de 400/230 kV, 2 líneas de 400 kV y 2 de 230 kV de Tabasco Potencia-Escárcega y Santa Lucía-Escárcega, 2 líneas de 400 kV y 2 de 230 kV de Valladolid-Cancún, 2 líneas de 400 kV de Tepic II – Cerro Blanco, 2 líneas de 400 kV Ixtepec Potencia – Juile.

GRÁFICO 5.2.2 CORREDORES DE TRANSMISIÓN SATURADOS EN 2017



Fuente: CENACE

5.3. Seguimiento a proyectos 2015, 2016 y 2017

Entre 2015 y 2017, la SENER ha instruido al Transportista (CFE-Transmisión) diversos proyectos de transmisión, los cuales fueron identificados en el PAMRNT propuesto por el CENACE y autorizado por la misma Secretaría.

A continuación, se presenta el seguimiento de los proyectos instruidos, con la finalidad de que:

1. Se actualice, en su caso, la información técnica y las fechas de entrada en operación de los proyectos autorizados en años anteriores.
2. El Estado, a través de la SENER, en términos de lo previsto en el artículo 31 de la LIE, haga uso de los mecanismos que permitan garantizar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT.

TABLA 5.3.1. SEGUIMIENTO A PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE-TRANSMISIÓN¹¹⁴

(Millones de pesos)

No.	Nombre del Proyecto	Año de instrucción	Estatus	Inversión	Fecha factible entrada en operación
1	Línea de Transmisión Yautepec- Ixtepec	2015	En Licitación	22,080	dic-21
2	Compensación Capacitiva Occidente	2015	En Licitación	135.1	may-19
3	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur- Noroeste	2015 y 2017	En Licitación	169.42	may-19
4	Guadalajara Industrial Bco. 2	2016	Por Licitar	168.3	dic-19
5	Enlace Asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora -Arizona, EUA	2016	Por Licitar	22.6	ago-19
6	Potrerrillos Banco 4	2016 y 2017	Por Licitar	207.8	abr-20
7	Chichi Suárez Bco. 1	2016 y 2017	Por Licitar	455.9	mar-20
8	Zona La Laguna.	2016 y 2017	Por Licitar	299	abr-23
9	Sistema de Medición del MEM.	2017	Por Licitar	4895.2	dic-20
10	Red Eléctrica Inteligente.(REI)	2017	Por Licitar	10,207.8	dic-21
11	Interconexión Baja California Sur - SIN	2017	Por Licitar	21,132.12	jun-23
12	Ascensión II Banco 2.	2017	Por Licitar	85.57	abr-19
13	El Habal Banco 2.	2017	Por Licitar	16.41	abr-29
14	Tabasco Potencia MVAR.	2017	Por Licitar	25.46	dic-19
15	Donato Guerra MVAR.	2017	Por Licitar	68.46	dic-19
16	El Carrizo MVAR.	2017	Por Licitar	4.88	abr-19
17	Izúcar de Matamoros MVAR	2017	Por Licitar	20.73	abr-19
18	Esfuerzo MVAR	2017	Por Licitar	24.4	abr-19
19	Frontera Comalapa MVAR	2017	Por Licitar	24.36	abr-20
20	Alvarado II y San Andrés II MVAR	2017	Por Licitar	41.49	abr-19
21	Amozoc y Acatzingo MVAR	2017	Por Licitar	48.812	abr-19
22	Compensación Reac. Indc. Esperanza	2017	Por Licitar	33.82	abr-19
23	Compensación Reac. Indc. en Seri	2017	Por Licitar	188.96	abr-19
24	El Arrajal Banco 1	2017	Por Licitar	59.81	abr-22
25	Querétaro Banco 1	2017	Por Licitar	88.87	abr-19
26	Interconexión Baja California - Imperial Irrigación District	2017	Por Licitar	88.127	abr-19
27	Incremento Cap. de Transmisión Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tbasco	2017	Por Licitar	25.77	abr-19
28	Maneadero entronque Ciprés - Cañon	2017	Por Licitar	53.36	abr-19
29	Kilómetro 110 - Tulancingo	2017	Por Licitar	42.90	sep-19
30	Suministro Oaxaca - Huatulco	2017	Por Licitar	745.29	abr-19

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CENACE y la CFE

¹¹⁴ Proyectos en revisión de conformidad con la fracción III del artículo 31, de la LIE.

Licitación de la Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec

En 2015, SENER instruyó a CFE la realización del proyecto de Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec. Con esta nueva línea, se podrán transportar 3,000 MW, para desahogar la energía eólica que se genera en el Istmo de Tehuantepec.

El proyecto consiste en la construcción, modernización, operación y mantenimiento de 1,221 kilómetros de circuitos de línea de transmisión eléctrica que correrán a un voltaje de 500 kV desde Ixtepec, Oaxaca, hasta Yautepec, Morelos.

La convocatoria fue publicada por la CFE el 8 de febrero de 2018 como Concurso Abierto No: CFE-0036-CASOA-0001-2018¹¹⁵.

El proyecto está integrado por 15 obras:

- 2 obras de estaciones convertidoras con voltaje ± 500 kV – Bipolo, 3,000 MW – 7,200 MVA – 500 kV DC/400 kV AC,
- 4 alimentadores DC en 500kV y 5 alimentadores de CA en 400 kV;
- 7 obras de subestaciones con voltaje de 400 kV con una capacidad de 1,750 MVA, 166.68 MVar y 11 alimentadores;
- 5 obras de líneas de transmisión de CA con un voltaje de 400 kV y un total de 437.3 km-C; y
- 1 obra de línea de transmisión de CD con un voltaje de 500 kV y un total de 1,221.0 kmC,

Las obras estarán localizadas en los Estados de Estado de México, Morelos, Puebla, Oaxaca, CDMX y Veracruz.

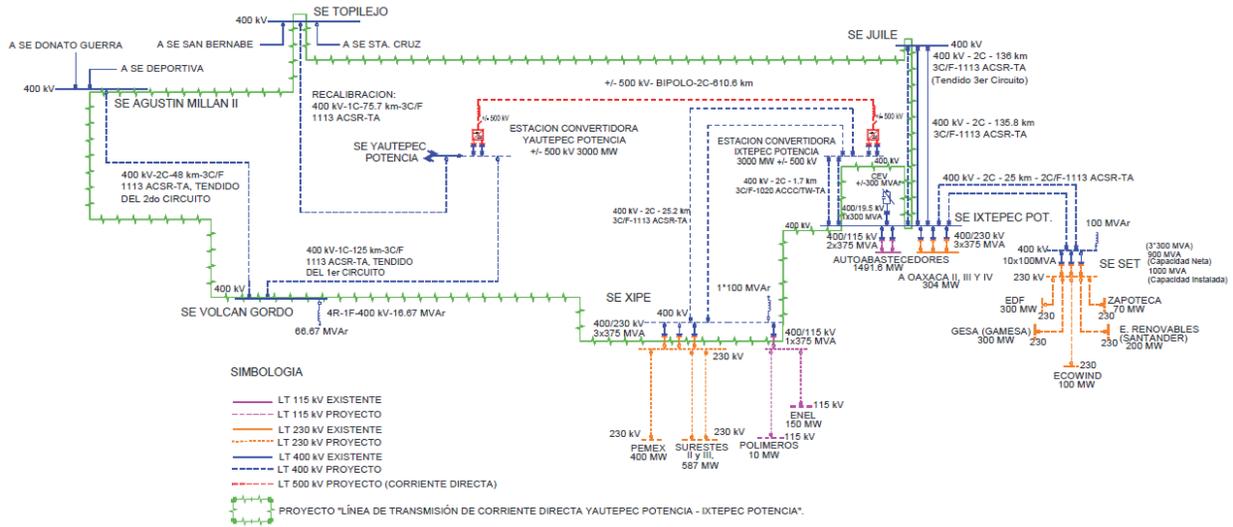
GRÁFICO 5.3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA YAUTEPEC POTENCIA - IXTEPEC POTENCIA



Fuente: CFE

¹¹⁵ Convocatoria publicada en el DOF 13/02/2018

GRÁFICO 5.3.2. TOPOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ASOCIADO CON LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA YAUTEPEC POTENCIA – IXTEPEC POTENCIA



Fuente: CFE

TABLA 5.3.2 SEGUIMIENTO A LA LICITACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA YAUTEPEC - IXTEPEC

Actividad	Fecha	Lugar
Publicación de Pliego de Requisitos en el Micrositio de Concursos de la CFE https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos	8 de febrero de 2018	Portal Web (MSC) de CFE
Visita a los Sitios	Lunes 19 de febrero de 2018 09:00 horas al Sábado 24 de febrero de 2018	SE JUILE AMPLIACIÓN Ubicada en el Km 29 de la carretera Transistmica 185, tramo Acayucan Matías Romero, Poblado Campo Nuevo, Municipio de San Juan Evangelista, C.P. 96155, Estado de Veracruz
Inicio Sesión de aclaración	02 de marzo de 2018 10:00 Horas	Portal Web (MSC) de CFE
Fecha límite para la Presentación de Ofertas	21 de junio de 2018 Hasta las 09:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Presentación de Ofertas y Apertura de Ofertas Técnicas	21 de junio de 2018 10:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Apertura de Ofertas Económicas	28 de junio de 2018 10:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Fallo	04 de julio de 2018 13:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Firma de Contrato	25 de julio de 2018 13:00 horas	

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE

Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional

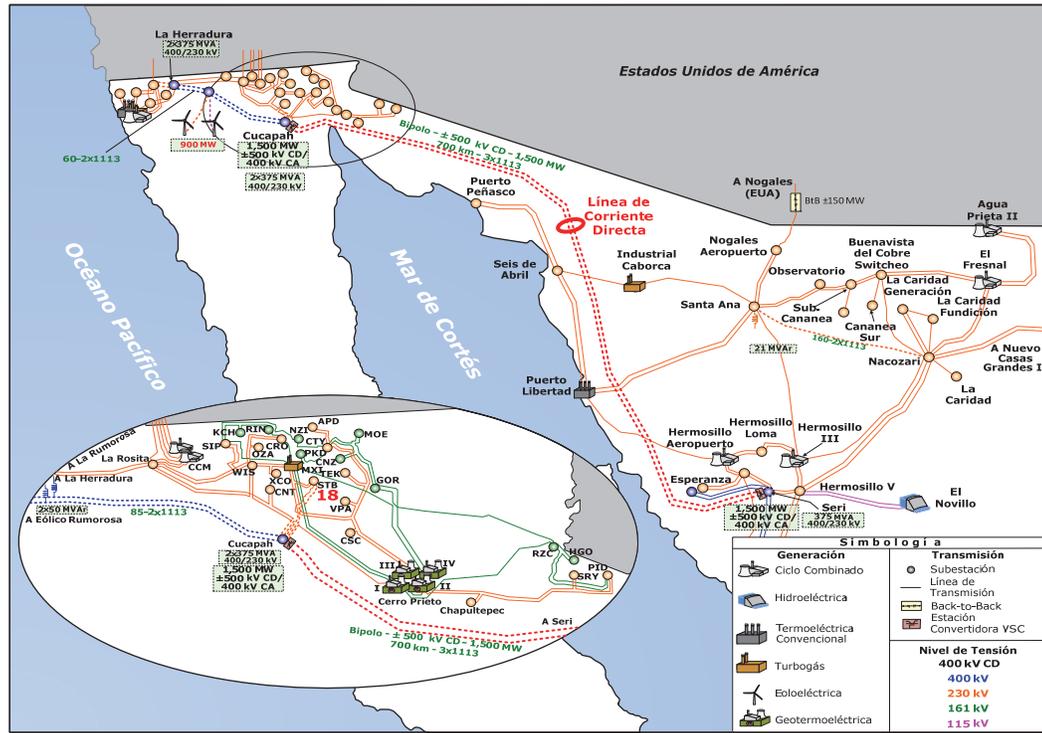
La LIE faculta a la SENER a instruir a los Transportistas la ejecución de los proyectos contenidos en los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD , y prevé que el Estado, a través de la SENER, directamente o los Transportistas, podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

Con base en lo anterior, el pasado 2 de febrero, la SENER, por conducto de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear, publicó en el DOF la Convocatoria correspondiente a la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 para el otorgamiento del Contrato de Gestión y Operación de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica para la interconexión entre el Sistema Eléctrico Baja California (BC) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El proyecto consiste en interconectar el Sistema eléctrico de Baja California (BC) con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La línea de transmisión de energía eléctrica partirá de Seri, Hermosillo en el estado de Sonora, hasta Cucapah, Mexicali en el estado de Baja California.

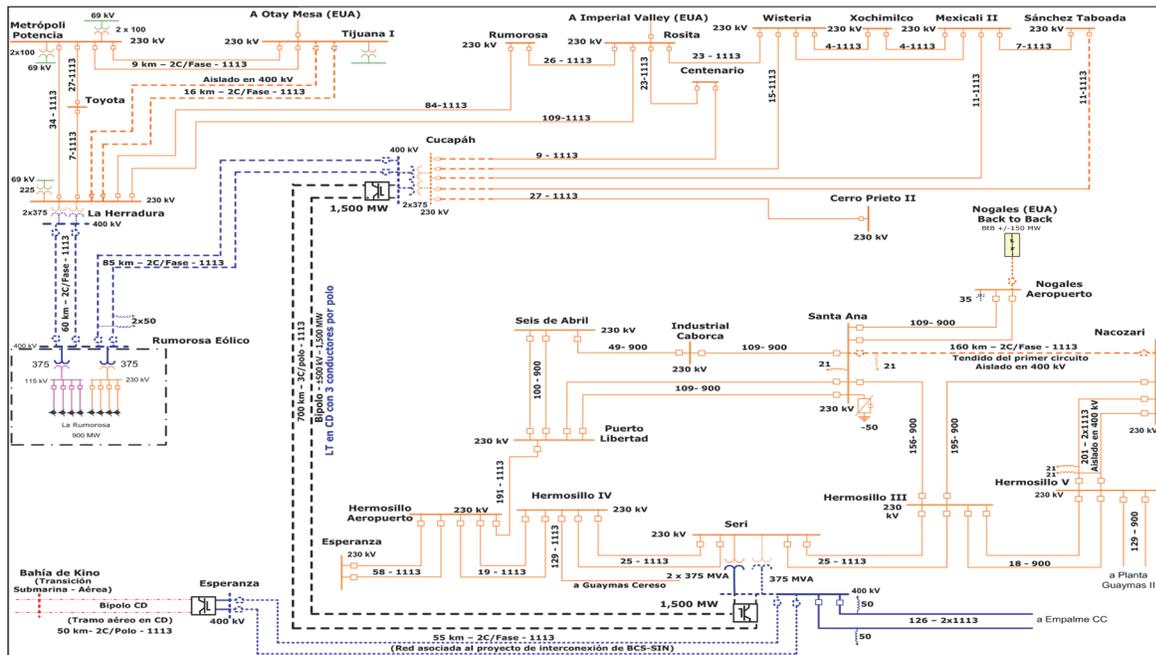
Dicho proyecto considera una interconexión en corriente directa de punto a punto bipolar con una capacidad de diseño de 1,500 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV y operación inicial a 1,000 MW. Se conectará de la Subestación (SE) Cucapah en Mexicali, a la SE Seri en Hermosillo, con una longitud estimada de 700 km. Asimismo, se considera la construcción de dos estaciones convertidoras, con tecnología HVDC VSC.

GRÁFICO 5.3.3. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN BC-SIN
(ubicación ilustrativa)



Fuente: CENACE

GRÁFICO 5.3.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO



Fuente: CENACE

TABLA 5.3.3 SEGUIMIENTO A LA LICITACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN BC-SIN

Actividad	Fecha o Periodo
Publicación de la Convocatoria	2 de febrero de 2018
Publicación de Bases y Contrato	2 de febrero de 2018
Registro de Participantes	8 de febrero al 18 de mayo de 2018
Recepción de preguntas y aclaraciones	12 de febrero al 3 de agosto de 2018
Acceso a Cuarto de Datos	12 de febrero al 17 de agosto de 2018
Registro de Precalificados	21 de mayo al 15 de junio de 2018
Revisión de documentación de Precalificados	25 de junio al 8 de agosto de 2018
Publicación de preguntas y aclaraciones, Precalificados y versión final de Bases y Contrato	10 de agosto de 2018
Recepción de Propuestas y apertura de Propuestas Técnicas	22 de agosto de 2018
Publicación de Dictamen de Propuestas Técnicas	12 de septiembre de 2018
Apertura de Propuestas Económicas y Fallo de la Licitación	14 de septiembre de 2018

5.4. Proyectos identificados 2018

Un proyecto se define como el conjunto más pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica.¹¹⁶

Los refuerzos en la red de transmisión son propuestos cuando se manifiestan elementos que no satisfacen los criterios mínimos de Confiabilidad, seguridad y flexibilidad para el suministro eléctrico, según la metodología mencionada en el apartado 5.1 de este capítulo.

Las acciones para corregir lo anterior pueden incluir:

- Refuerzo de circuitos con sobrecarga para incrementar capacidad de transmisión.
- Instalación de conductores por fase para incrementar capacidad.
- Reemplazo de equipos de red o refuerzos en subestaciones (con base en la capacidad de corto circuito).
- Ampliación y construcción de subestaciones.
- Instalación de compensación de potencia reactiva (reactores y capacitores, CEVs, STATCOM, etc.).
- Instalación de equipo en la red para el control de potencia activa (transformadores defasadores, compensación serie/paralelo).
- Construcción de nuevas líneas de transmisión en CA o CD

Los proyectos identificados, son propuestos por CENACE en el PAMRNT, analizados y en su caso, autorizados por la SENER.

Proyectos identificados de ampliación

Los proyectos y obras de ampliación son aquellos que, a propuesta del CENACE, y que se ha determinado que cumplen con lo establecido en el “Manual regulatorio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional” del Código de Red. En cada ejercicio se ha realizado la propuesta de proyectos de infraestructura eléctrica necesarios para cumplir con los requerimientos de confiabilidad para el suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional.

En el PAMRNT 2018-2032 se identificaron los siguientes 40 proyectos de ampliación, distribuidos estratégicamente en todas las regiones de control que integran el SEN.

¹¹⁶ Numeral 4.2, segundo párrafo del “MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL” de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: **Código de Red**. DOF 8/4/2016.

TABLA 5.4.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN 2018

No.	Nombre	Clave	Fecha Factible de Entrada en Operación (FFEO)	Región de Control
1	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	Baja California
2	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-22	
3	Rubí entronque Cárdenas – Guerrero	P17-BC2	abr-21	
4	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	
5	Camino Real MVAR	P16-BS2	abr-21	Baja California Sur
6	Loreto MVAR	P17-BS1	abr-21	
7	Recreo MVAR	P18-BS6	abr-21	
8	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-20	
9	Mezquital MVAR (traslado)	P18-MU3	abr-20	Central
10	Línea de Transmisión Deportiva-Toluca	P17-CE2	dic-22	
11	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	M15-CE2	abr-21	
12	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	Noreste
13	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-22	
14	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	mar-19	
15	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	P18-NE8	abr-20	
16	Red de transmisión Reynosa - Monterrey	I16-NE3	abr-23	Noroeste
17	Quila MVAR (Traslado)	P18-NO1	abr-20	
18	Chihuahua Norte Bco.5	P15-NT1	abr-21	Norte
19	Nuevo Casas Grandes Bco. 3	P17-NT2	abr-21	
20	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	
21	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-22	Occidental
22	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-21	
23	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	
24	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	
25	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-20	
26	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-19	
27	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	
28	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-22	
29	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	
30	Loreto y Villa Hidalgo MVAR	P17-OC9	abr-21	
31	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-21	Peninsular
32	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-22	
33	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildelfonso - Tepayac	P16-OC4	abr-20	
34	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-22	

No.	Nombre	Clave	Fecha Factible de Entrada en Operación (FFEO)	Región de Control
35	Compensación Capacitiva Isla Cozumel	P18-PE1	abr-21	
36	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab	P15-PE1	mar-24	
37	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	dic-23	Oriental
38	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	abr-22	
39	Olmeca Banco 1	P18-OR1	abr-22	
40	Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	P18-OR2	dic-21	

Fuente: Elaboración de SENER con información de CENACE

Las características, fechas de entrada y metas físicas de los proyectos están indicados en las fichas de los proyectos que forman parte del Anexo 5.3.1.

El monto total de inversiones estimadas para los 40 proyectos corresponde a \$14,289 millones de pesos entre 2018 y 2024.

Los proyectos propuestos están integrados por obras de transmisión, transformación y/o compensación según las características y objetivos de cada uno de ellos.

- **Transmisión:** 50 obras que representan 1,196 km-c.

- **Transformación:** 18 obras que representan 3,716.4 MVA.

- **Compensación:** 39 obras que representan 923.2 MVAr.

Las obras que integran cada uno de los 40 proyectos se describen en la siguiente tabla.

TABLA 5.4.2 OBRAS POR PROYECTO IDENTIFICADO DE AMPLIACIÓN 2018

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				kV			Circuitos	km-c	MVA	Transformación	
1	P17-BC16	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	230		AT	2	8			
2	P17-BC14	Panamericana Potencia Banco 3	Panamericana Potencia Banco 3						4	300	230/69
3	P17-BC2	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero / 12, 14	115			2	8			
4	P17-BC3	Frontera entronque Industrial - Universidad	Frontera entronque Industrial - Universidad / 12, 14	115			2	6			
5	P16-BS2	Camino Real MVAR	Camino Real MVAR	115		Capacitor					7.5
6	P17-BS1	Loreto MVAR	Loreto MVAR	115		Capacitor					7.5
7	P18-BS6	Recreo MVAR	Recreo MVAR	115		Capacitor					12.5
8	P18-MU1	Santa Rosalía Banco 2	Santa Rosalía Banco 2			T			1	20	115/13.8
9	P18-MU3	Mezquital MVAR (traslado)	Mezquital MVAR (traslado)	115		Reactor					2.5
10	P17-CE2	Línea de Transmisión Deportiva-Toluca	Deportiva - Toluca (recalibración) / 5	230			1	16			
11	M15-CE2	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	Atlacomulco Potencia - Almoloya / 4	400			2	28			
12	P17-NE1	Nueva Rosita Banco 2	Nueva Rosita Banco 2			AT			3	112	230/115
			Las Mesas - Huejutla II	115			1	50			
13	P17-NE2	Las Mesas Banco 1	Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115			2	12			
			Las Mesas Banco 1			T			4	300	400/115
			Axtla MVAR	115		Capacitor					15
14	P18-NE4	Traslado de Reactores en el Noreste	Frontera MVAR (traslado)	400		Reactor					50
			Río Escondido MVAR (traslado)	400		Reactor					75
15	P18-NE8	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	Jiménez MVAR	115		Capacitor					5
			Las Norias MVAR	115		Capacitor					5
			San Fernando MVAR	115		Capacitor					5
			Aeropuerto - Reynosa Maniobras / 1, 3	400			2	29			
16	I16-NE3	Red de transmisión Reynosa - Monterrey	Jacalitos - Regiomontano / 1, 3	400			2	180			
			Reynosa Maniobras - Jacalitos / 1	400			2	66			
			Ternium Maniobras - Regiomontano / 1, 3	400			2	30			
			Jacalitos MVAR (reactor de bus) / 1	400		Reactor					133.3
			Jacalitos MVAR (reactor de línea) / 1	400		Reactor					66.6
17	P18-NO1	Quila MVAR (Traslado)	Quila MVAR (traslado)	115		Capacitor					15
18	P15-NT1	Chihuahua Norte Bco.5	Ávalos Banco 3 (traslado)			AT			3	100	230/115
			Chihuahua Norte Banco 5			AT			4	400	230/115
19	P17-NT2	Nuevo Casas Grandes Bco. 3	Nuevo Casas Grandes Banco 3			AT			3	100	230/115

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación			Compensación MVAR
				kV			Circuitos	km-c	Cantidad	MVA	Transformación	
20	P17-NT5	Francisco Villa Banco 3	Nuevo Casas Grandes MVAR	115		Capacitor						30
21	P17-OC10	Querétaro Potencia Banco 4	Francisco Villa Banco 3 Querétaro Potencia Banco 4			AT				3	100	230/115
			Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115		AT	1	3		3	225	230/115
			Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230			2	0.2				
22	P17-OC5	Valle de Mezquital Banco 1	Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115			2	0.2				
			Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)			AT			4	133.3		230/115
			Huichapan MVAR	115		Capacitor						15
			Humedades MVAR	115		Capacitor						15
23	P17-OC7	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	Silao Potencia - Las Colinas / 3, 4, 29	115			2	15.4				
			Aeroespacial MVAR	115		Capacitor						22.5
			Campanario MVAR	115		Capacitor						15
24	P18-OC9	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Cimatario MVAR	115		Capacitor						30
			Montenegro MVAR	115		Capacitor						22.5
			Querétaro MVAR	115		Capacitor						15
			San Ildefonso MVAR	115		Capacitor						30
25	P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)			AT			4	133.3		230/115
26	P18-OC2	Enlace Tepic II - Cerro Blanco										
27	P18-OC3	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	Fresnillo Sur MVAR	115		Capacitor						15
			Jerez MVAR	115		Capacitor						15
			San Jerónimo MVAR	115		Capacitor						15
28	P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	115			1	3				
			Guadalajara II - El Salto	230			2	50				
			Guadalajara II - Parque Industrial	69			1	5.7				
			Álamos MVAR	69		Capacitor	1	3.2				24
29	P18-OC8	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	Castillo MVAR	69		Capacitor						18
			Chapala MVAR (traslado)	69		Capacitor						8.1
			Mojonera MVAR (traslado)	69		Capacitor						18
			San Agustín MVAR	69		Capacitor						24
			Zapopan MVAR	69		Capacitor						24
			Ojocaliente - Estancia de Ánimas	115			1	3				
30	P17-OC9	Loreto y Villa Hidalgo MVAR	Loreto MVAR (traslado)	115		Capacitor						10
			Villa Hidalgo MVAR	115		Capacitor						22.5

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación	
				kV	Circuitos		km-c	Cantidad	MVA	Transformación		MVAR
31	P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	Irapuato I - Irapuato II (recalibración) / 5	115	2	18						
				115	1	21.2	4	133.3	230/115			
32	P18-OC4	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	Parícuaro - Pradera Parícuaro entronque Mazamitla - Pitirera Parícuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán Pradera - Valle Verde Taretan - Ario de Rosales Taretan - Uruapan III Parícuaro Banco 1	400	2	0.2						
				115	2	1.6						
				115	1	9						
				69	1	30						
				69	1	1						
				69	1	5	4	300	400/115	8.1		
33	P16-OC4	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	Huacana MVAR Conín - Marqués Oriente / 4 Tepeyac - San Ildefonso / 4	115	1	5						
				115	1	9.5						
34	P17-PE2	Puerto Real Bancos 1 y 2	Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy / 4 Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40 Puerto Real - Palmar	230	2	63						
				230	2	27.2						
				34.5	2	35.6						
					7	233.3	230/115					
35	P18-PE1	Compensación Capacitiva Isla Cozumel	Puerto Real Banco 1 y 2 Puerto Real Banco 3 (traslado) Cozumel MVAR Chankanaab MVAR Chankanaab II MVAR	34.5	1		Capacitor				7.2	
				34.5	1		Capacitor			7.2		
				34.5	1		Capacitor			7.2		
36	P15-PE1	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab	Playa del Carmen - Playacar / 1, 12 Playacar - Chankanaab II / 1, 9 Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6) / 1	115	1	2.5						
				115	1	25						
37	P15-OR1	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	Chankanaab II MVAR Angostura - Tapachula Potencia / 4 Tapachula Potencia MVAR (reactor de línea)	115	2		Capacitor				30	
				400	2	193.5	Reactor			75		
38	P17-OR2	Tlaltizapán Potencia Banco 1	Morelos - Tianguistenco Tlaltizapán Potencia - Tepalcingo Tlaltizapán Potencia - Yutepec Potencia / 4 Tlaltizapán Potencia entronque Tezoyuca - Jojutla Tlaltizapán Potencia entronque Yutepec Potencia - Volcán Gordo Yutepec Potencia - Zapata (93500 y 93190) / 35	230	1	15						
				115	1	25						
				400	2	33						
				115	2	0.5						

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				kV			Circuitos	km-c	Cantidad	MVA	
			Yautepec Potencia – Cementos Moctezuma (93300) / 35 Zapata – Cementos Moctezuma (93300) / 35 Yautepec Potencia – Industrial Cuautla II	230 230 115			1 1 1	- - -			
			Tlaltizapán Potencia Banco 1 Manlio Fabio Altamirano – Olmecca / 24 Olmecca – Temascal III / 3, 24 Olmecca entronque Dos Bocas - Infonavit (73470) / 24 Olmecca entronque Dos Bocas - Veracruz I (73370) / 24 Olmecca entronque Veracruz I - J.B. Lobos (73950) / 24 Olmecca Banco 1 / 24	400 400 115 115 115		T	2 2 2 2 2	40 105 0.5 0.5 3	4 500	400/115	
39	P18-OR1	Olmecca Banco 1									
40	P18-OR2	Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	3	230		T	2	14	4	500	400/115

- 1/ Obra instruida
 - 3/ Tendido del primer circuito
 - 4/ Tendido del segundo circuito
 - 5/ Recalibración
 - 6/ Corriente Directa
 - 8/ Reconstrucción de torres de un circuito por torre
 - 9/ Cable Submarino
 - 12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
 - 14/ Operación inicial en 69 kV
 - 24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada
 - 29/ Tendido del cuarto circuito
 - 35/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 386 MVA
 - 36/ Reconstrucción de torres marinas con estructura de dos circuitos en 230 kV y dos circuitos en 34.5 kV
 - 40/ Reconstrucción de torres aéreas de 115 kV por torres aéreas de 230 kV con conductor 11113 ACSR
- AT. Autotransformador
 Cap. Capacitivo
 Ind. Inductivo
 CEV. Compensador Estático de VArS
 STATCOM. Static Compensator
 T. Transformador
 EC. Estación Convertidora

Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

Cerca del 50% de las inversiones estimadas corresponden a 3 de los proyectos identificados:

- Red de transmisión Reynosa – Monterrey
- Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab
- Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa - Monterrey

Debido al gran potencial de viento que se tiene en la región, actualmente existen diversas solicitudes de proyectos de generación eólica que se pretenden instalar en la zona Frontera. Ante el creciente interés por instalar proyectos de generación eólica en esta región, se estima que el balance carga-generación de la zona Frontera pueda ocasionar saturación de los enlaces con la zona Monterrey si se instala una capacidad mayor a 1,000 MW de los parques eólicos. Por este motivo se requeriría de infraestructura

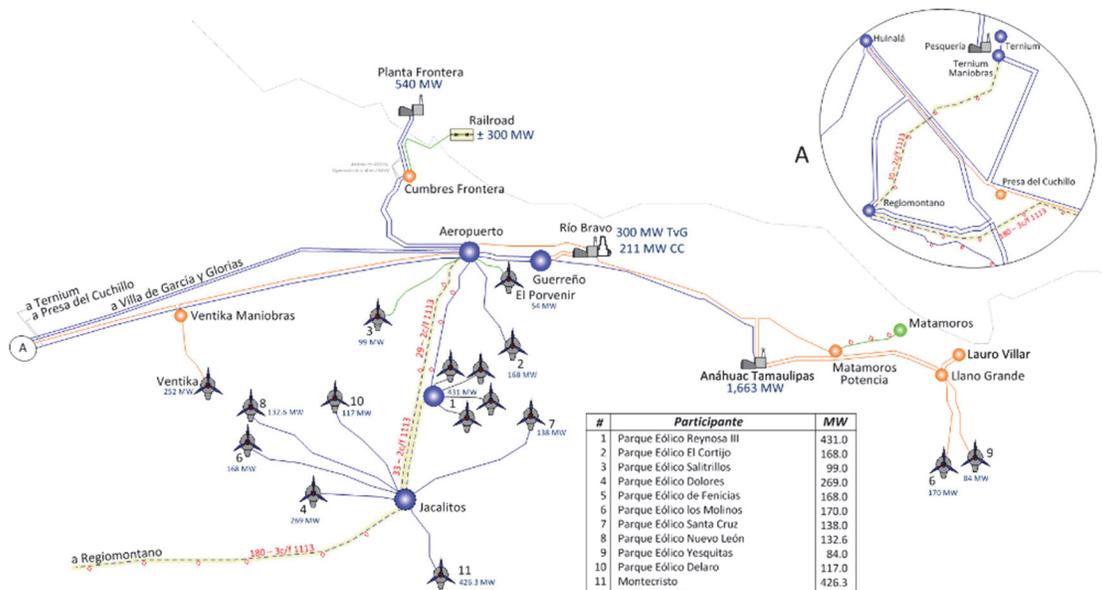
adicional que permita la transmisión de potencia excedente de la zona Frontera.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación eléctrica (Jacalitos) la cual interconectará en 400 kV las redes de Monterrey y Reynosa mediante las líneas:

- Jacalitos - Regiomontano en 400 kV de aproximadamente 180 km
- Jacalitos - Aeropuerto en 400 kV de aproximadamente 62 km
- Jacalitos - Reynosa Maniobras en 400 kV de aproximadamente 33 km.

Además, se contempla la instalación de reactores en 400 kV, uno de 50 MVar y otro de 100 MVar, el primero para la línea Jacalitos - Regiomontano y el segundo para el bus de la subestación eléctrica Jacalitos.

GRÁFICO 5.4.1 DIAGRAMA CON EL PROYECTO RED DE TRANSMISIÓN REYNOSA – MONTERREY



Fuente: CENACE

P15-PE1 Línea de Transmisión Submarina Playacar – Chankanaab

La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.

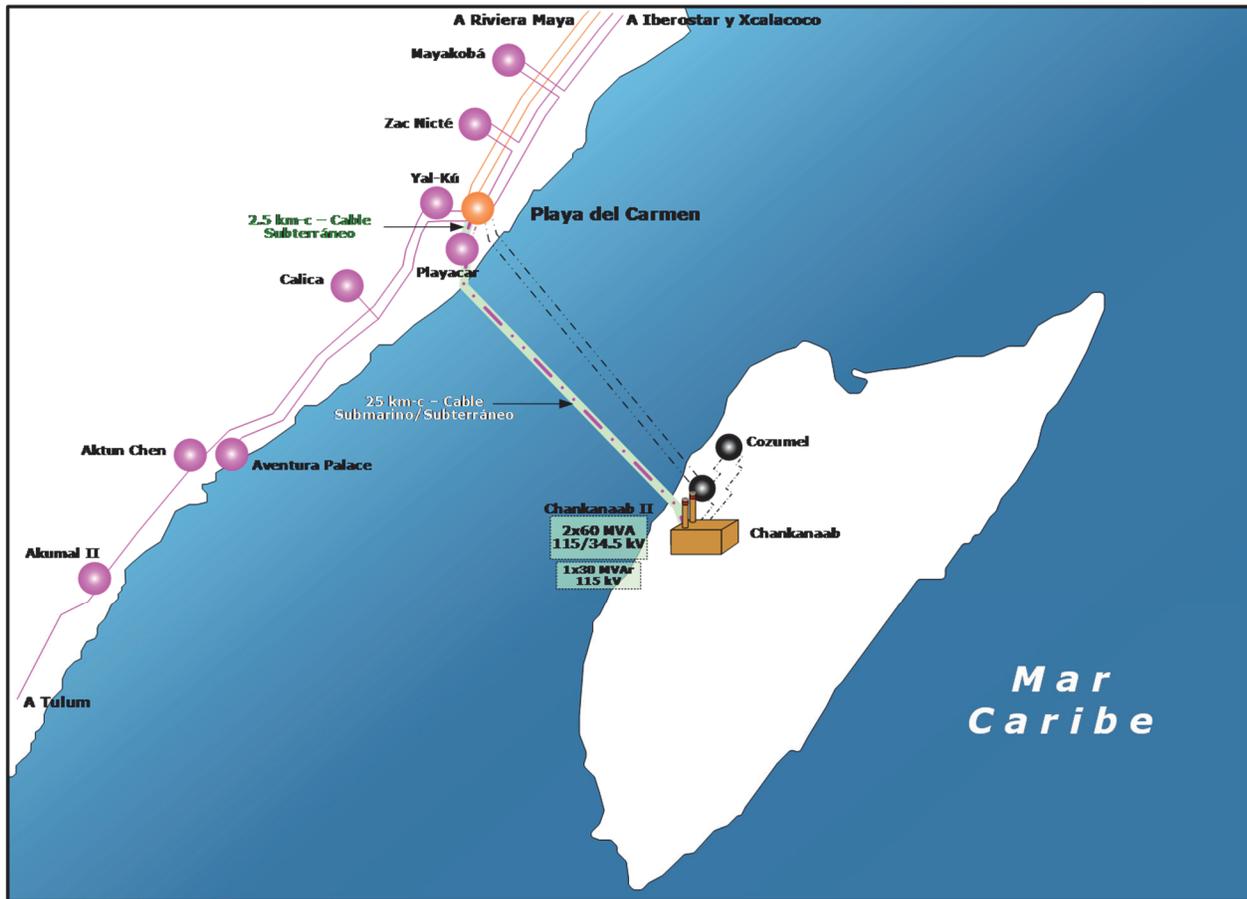
Debido a la importancia turística de Isla Cozumel, se requiere garantizar el suministro de energía eléctrica.

Para 2024, la infraestructura actual de transmisión hacia la isla, aún con la instalación de los bancos de capacitores propuestos para 2021, no será suficiente para cubrir la demanda máxima.

Con la nueva infraestructura propuesta se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y aumentar la eficiencia del MEM.

El proyecto consiste en la construcción de aproximadamente 25 km-c de cable de potencia en 115 kV: 25 km-c de cable submarino/subterráneo y 2.5 km-c de cable subterráneo.

GRÁFICO 5.4.2 DIAGRAMA CON EL PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBMARINA PLAYACAR - CHANKANAAB



Fuente: CENACE

P15-OR1 Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

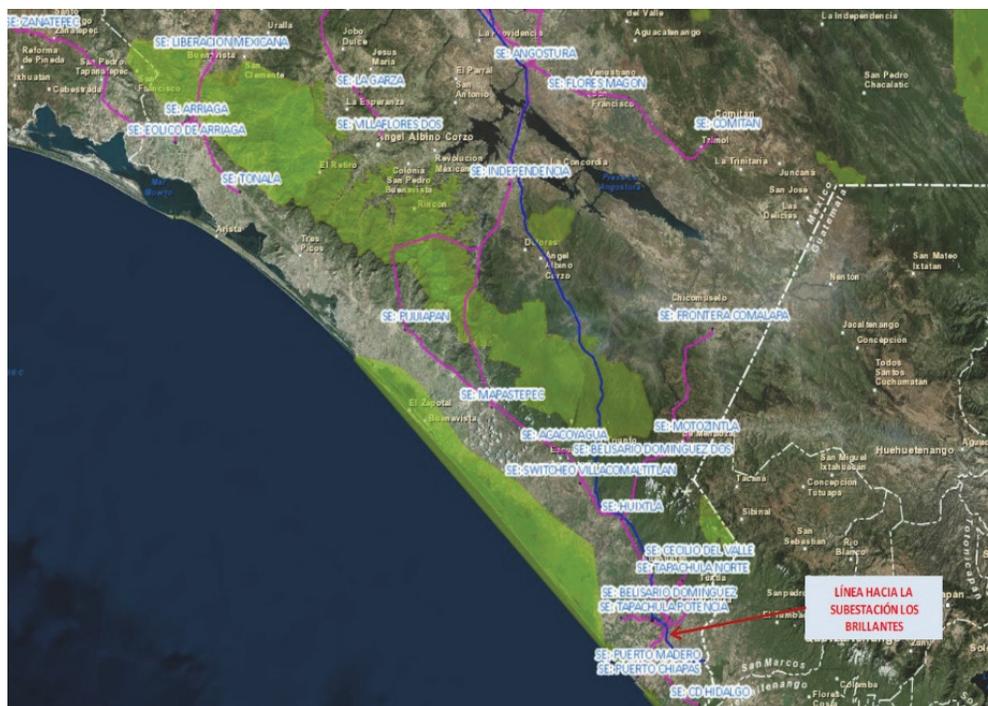
El suministro de energía eléctrica en las zonas de carga San Cristóbal y Tapachula depende de los bancos de transformación de las subestaciones eléctricas Tapachula Potencia y Angostura con una capacidad instalada de 375 MVA y 225 MVA respectivamente y con relación de transformación 400/115 kV, así como por las líneas de transmisión Manuel Moreno Torres Soyalo y Tuxtla Gutiérrez II – Angostura en el nivel de tensión de 115 kV.

La subestación eléctrica Tapachula Potencia está alimentada por un circuito conectado en forma radial proveniente de la subestación eléctrica Angostura en nivel de tensión de 400 kV, cabe mencionar que actualmente se encuentra disponible espacio en estructuras de transmisión para tender un segundo circuito en la trayectoria mencionada. Asimismo, la subestación eléctrica Tapachula Potencia cuenta con un enlace de un circuito en 400 kV hacia la subestación eléctrica Los Brillantes en Guatemala.

Debido a la topología existente en las zonas de carga Tapachula, San Cristóbal y el enlace México – Guatemala (Tapachula Potencia – Los Brillantes), ante contingencia sencilla de la línea Tapachula Potencia – Angostura en 400 kV, queda indisponible el banco de transformación en la subestación eléctrica Tapachula Potencia ocasionando colapso de voltaje en la zona de influencia. Aunado a lo anterior, ante el disparo de la línea mencionada la energía suministrada a Guatemala resulta interrumpida.

El proyecto consiste en el tendido de aproximadamente 193 km-c de línea aérea calibre 1113 MCM de la subestación Angostura hacia Tapachula Potencia en nivel de tensión de 400 kV, la instalación de tres reactores monofásicos de 25 MVAR cada uno y el equipamiento en las subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva línea de transmisión.

GRÁFICO 5.4.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA RED ELÉCTRICA HACIA LA SUBESTACIÓN TAPACHULA POTENCIA



Fuente: CENACE

Proyectos identificados de modernización

Los proyectos de modernización son propuestos por CFE-Transmisión al CENACE, a fin de que éste último integre al PAMRNT aquellos que cumplen con los criterios acordados para su justificación técnica y económica.

Como resultado del presente análisis se han detectado requerimientos de modernización de equipo en subestaciones que permitan unificar la capacidad del

corredor de transmisión con respecto al límite del conductor instalado en la línea.

En la Tabla 5.3.4 se enlistan los requerimientos de sustitución de equipo en las subestaciones que presentan sobrecargas como son: Transformador de Corriente (TC), Transformador de Potencia (TP), Trampa de Onda (TO), Puentes, Cuchillas o Bus.

Dichos proyectos representan una inversión estimada total de 1,361 millones de pesos.

TABLA 5.4.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN

(Miles de Pesos)

No.	Nombre del Proyecto	Gerencia Regional de Transmisión	Fecha Factible	Tiempo estimado de Construcción (meses)	Criterio aplicable por el transportista	Descripción del proyecto	Monto estimado de inversión
1	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	Varias	dic-22	48	"b" y "e"	Modernización de 8 Compensadores Estáticos de VAr	1,217,842
2	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	Oriente	abr-23	60	"b"	Programa anual de 2019 a 2023 del reemplazo de conductor y torres circuitos de 400 kV con un total de 40 km-L	55,320
3	Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	Norte	jun-20	17	"b" y "d"	Normalización de la subestación eléctrica Maniobras Cerro del Mercado en 115 kV.	18,798
4	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	Peninsular	ago-20	19	"b"	3ª etapa Elevación de Buses S.E. Nizuc 115 kV, a través de la conclusión de la sustitución de estructuras de concreto en condiciones de termino de vida útil y de buses tubulares con aislamiento envejecido.	32,880
5	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	Noroeste	dic-21	24	"a"	Sustitución de interruptores en varias subestaciones que son atendidas por la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste por limitaciones en el nivel de cortocircuito.	17,632
6	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	Noroeste	abr-21	13	"d"	Construcciones de un alimentador en 115 kV para eliminar el TAP e interconectar la LT a la SE Culiacán I.	19,514

Categorías aplicables por el transportista

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
 - Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
 - Equipo con Daño.
 - Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
 - Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
 - Escalar especificaciones no acordes a su entorno.
- Fuente: CENACE



PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

- 6.1.** Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD
- 6.2.** Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica
- 6.3.** Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico
- 6.4.** Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD
- 6.5.** Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) considera un crecimiento ordenado y armónico de las RGD, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia, calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con energía eléctrica.

La planeación de las RGD corresponde a un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la generación distribuida, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2018-2022.

El objetivo principal del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD es abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración, gradual y ordenada de la Generación Distribuida (GD). En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD contempla objetivos, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2018-2022¹¹⁷:

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyen a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permitirán atender la demanda incremental, mejorar los indicadores de confiabilidad y reducir pérdidas.

Objetivo 1. Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD.

Línea de Acción 1.1.	Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios
Proyectos	Instalación de acometidas y medidores
	Interconectar la Isla de Holbox
Línea de Acción 1.2.	Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida
Proyecto	Capacidad de alojamiento de GD de las RGD
Línea de Acción 1.3.	Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas
Proyecto	Fondo de Servicio Universal Eléctrico

Objetivo 2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica

Línea de Acción 2.1.	Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas
Proyectos	Reducción de pérdidas técnicas
	Reducción de pérdidas no técnicas:
	a. Regularizar colonias populares
	b. Escalar la medición a AMI
	c. Reemplazar medidores obsoletos

Objetivo 3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

Línea de Acción 3.1.	Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD
Proyectos	Incremento de la confiabilidad de las RGD
	Modernización de las subestaciones de distribución
	Modernización de las RGD
	Modernización de la red eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma
	Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres

¹¹⁷ De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad,

seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

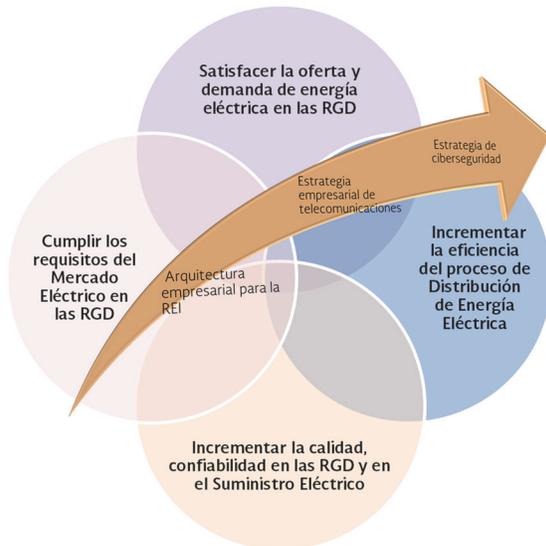
Objetivo 4. Cumplir con los requisitos del mercado eléctrico para las RGD

Línea de Acción 4.1.	Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico
Proyecto	Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

Objetivo 5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI) a fin de optimizar la operación de las RGD.

Línea de Acción 5.1.	Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI
Proyectos	Sistema de Información Geográfica de las RGD
	Infraestructura de Medición Avanzada
	Sistema de Administración de Distribución Avanzado

GRÁFICO 6.1.1. INTERRELACIÓN DE OBJETIVOS PARTICULARES Y REI



Fuente: Elaborado por la SENER.

6.1. Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD

Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios

La atención de la demanda actual y futura de energía eléctrica se realiza a través de la expansión y modernización de las RGD. A fin de realizar inversiones óptimas que permitan la expansión y modernización de las RGD, se realizan evaluaciones técnico-económicas para atender el crecimiento de la demanda actual y futura de energía eléctrica, así como para garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura.

Proyecto 1. Instalación de acometidas y medidores

Este proyecto se desarrolla para atender los incrementos de demanda y de nuevos Centros de Carga que se conectarán a las RGD en los niveles de media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, así como la sustitución de los equipos dañados y obsoletos para brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento de la demanda y de Centros de Carga de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios como bombeo agrícola y alumbrado público, principalmente.

El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a Centros de Carga que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios;
- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los Centros de Carga actuales, y
- Desconexiones: retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago.

En este sentido, se tiene pronosticado para el periodo 2018-2022 realizar, 13.5 millones de conexiones, 7.0 millones de desconexiones y 4.4 millones de modificaciones (ver Tabla 6.1.1.). Se requerirán 285,105 kilómetros de conductor para acometidas y

12.1 millones de medidores, lo que representará una inversión de 19,788 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.1.2. y Gráfico 6.1.1.).

TABLA 6.1.1. METAS DEL PROYECTO ACOMETIDAS Y MEDIDORES 2018-2022
(Millones de unidades)

Concepto	Año					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Conexiones	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	13.5
Desconexiones	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	7.0
Modificaciones	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	4.4
Total	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	24.9

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Interconexión de la Isla de Holbox

La Isla de Holbox se encuentra ubicada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, en el municipio de Lázaro Cárdenas. Las actividades en la isla demandan 2.5 MW que se abastecen por medio de una central eléctrica con capacidad de 3.2 MW, conformada por cuatro unidades de combustión interna a diésel en 440 V y dos plantas móviles adicional de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, 1,422 Centros de Carga en baja tensión y 23 en media tensión.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica en el último año fueron de 73.7 millones de pesos, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 6.4 MW en 2024, debido al desarrollo de infraestructura turística en la isla.

El proyecto considera la construcción de un circuito aéreo de 60 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá, y continuará con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. La inversión estimada es de 280 millones de pesos.

Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y seguridad del sistema.

Proyecto 1. Capacidad de alojamiento de GD de las RGD

CFE Distribución en el 2017 instrumentó las metodologías y procedimientos para evaluar la cantidad de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés), que podrían alojarse en cada circuito eléctrico de media tensión, sin exceder los límites establecidos para los parámetros de Confiabilidad y Calidad de la potencia eléctrica y pérdidas, creando una plataforma informática en materia de Generación Distribuida en la cual se puede dar seguimiento a solicitudes de interconexión, consultar las estadísticas de la integración de GD en las Redes de Media Tensión y la disponibilidad que aún tienen, en función de la ubicación en donde se pretenda instalar una planta de generación, sin incrementar las pérdidas de energía y cumpliendo con los parámetros de Confiabilidad y Calidad¹¹⁸.

Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas

La reforma en materia energética tiene como uno de sus principales objetivos el promover un desarrollo incluyente en México y que la transformación del sector energético beneficie a todos los mexicanos, procurando el acceso universal a la energía eléctrica como una prioridad fundamental de la política energética. Además, considera que el acceso a la energía permitirá democratizar la productividad y la

¹¹⁸ Plataforma Informática en Materia de Generación Distribuida
<http://app.distribucion.cfe.mx/Aplicaciones/GeneracionDistribuida/>

<https://www.gob.mx/cre/articulos/plataforma-informatica-en-materia-de-generacion-distribuida?idiom=es>

calidad de vida de la población en las distintas regiones del país.

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno Federal para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación¹¹⁹. Se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación, así mismo puede recibir donaciones de terceros.

Proyecto 1. Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

En nuestro país el 98.5 % de la población cuenta con el servicio de energía eléctrica, sin embargo, aún 1.8 millones de personas carecen de tan necesario insumo, por ello con el Fondo del Servicio Universal Eléctrico se canalizan recursos a obras de electrificación en zonas rurales y urbanas marginadas.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren cerca de la red eléctrica de distribución, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red, lo cual se lleva a cabo a través de los Distribuidores.

En caso de que la comunidad no se encuentre cerca de la red eléctrica de distribución se deberá implementar la solución técnica más económica, dando prioridad a aquella basada en fuentes de Energías Limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados y que permitan el escalamiento en las capacidades de los equipos.

En 2017 se dio acceso al suministro de energía eléctrica a 134 mil habitantes, a través de la Extensión de la Red de Distribución. Para 2018 se tiene planeado dar acceso a 520 mil habitantes de los cuales el 73.6% se realizará con la Extensión de Red y 26.4% con sistemas aislados (Módulos Fotovoltaicos).

¹¹⁹ <https://datos.gob.mx/busca/dataset/fondo-de-servicio-universal-electrico>

6.2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica

Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas

La reducción de pérdidas de energía eléctrica es la acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica.

De 2012 a 2017, las pérdidas de energía eléctrica han disminuido en promedio anual 0.7%. Lo anterior debido a las estrategias para disminuir los consumos irregulares de energía eléctrica y a las inversiones en proyectos de modernización y optimización de las RGD. Dichas acciones se llevan a cabo para alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8% a partir de 2024 (ver Tabla 6.2.1. y ver Gráfico 6.2.1.).

Proyecto 1. Reducción de Pérdidas Técnicas

En 2017, las pérdidas técnicas en Distribución fueron de 13,444 GWh, lo que equivale al 5.9% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 16.2 mil millones de pesos con base en la estimación en el precio marginal local nacional de \$1.21/kWh (ver Gráfico 6.2.2.).

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas son las siguientes:

- a. Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión;
- b. Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados);
- c. Reconfigurar la red de media tensión;
- d. Recalibrar los conductores de circuitos;
- e. Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución;
- f. Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes, y
- g. Balancear cargas entre circuitos.

En 2018 se planea instalar 54 alimentadores de media tensión, capacitores en la red de media tensión por

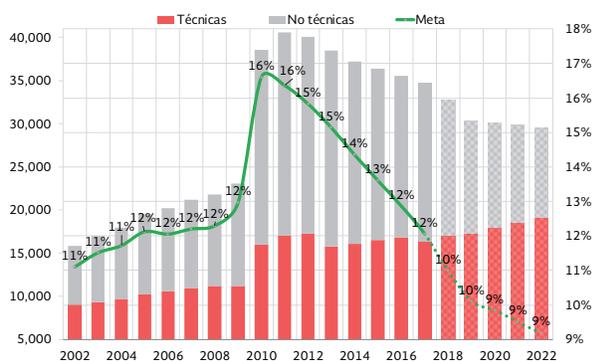
una capacidad de 2.7 Mvar, construir 2,902 km de líneas de media tensión y 1,969 km de líneas de baja tensión, recalibrar 16,838 km de línea de media tensión y 7,227 km en baja tensión, con una inversión de 5,320 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.2.2.).

TABLA 6.2.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL 2002-2017^{1/}
(Gigawatt-hora)

Año	Recibida en subtransmisión	Entregada	Pérdida	Pérdidas (%)
2002	189,010	163,234	25,776	13.6
2003	194,527	166,675	27,852	14.3
2004	201,652	172,247	29,405	14.6
2005	211,444	179,328	32,116	15.2
2006	220,264	185,742	34,522	15.7
2007	227,048	191,275	35,773	15.8
2008	231,058	194,727	36,331	15.7
2009	230,371	193,341	37,030	16.1
2010	239,790	201,227	38,563	16.1
2011	256,298	215,700	40,598	15.8
2012	261,721	221,674	40,047	15.3
2013	263,697	225,459	38,238	14.5
2014	269,292	232,106	37,186	13.8
2015	278,181	241,807	36,374	13.1
2016	288,919	253,387	35,532	12.3
2017	300,421	265,699	34,722	11.6

^{1/} Considerando líneas de subtransmisión que pertenecían a CFE Distribución, y considerando Valle de México en los datos de 2002 a 2009. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

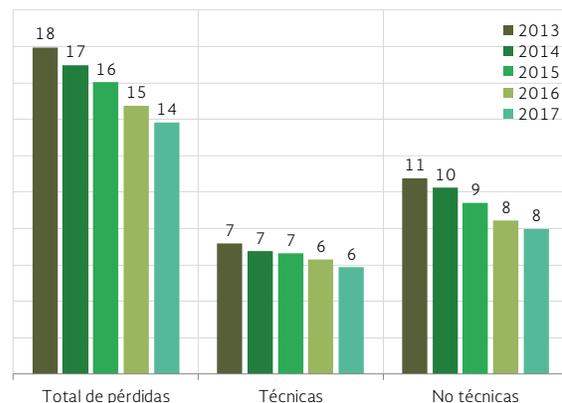
GRÁFICO 6.2.1. EVOLUCIÓN Y META DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2002-2022^{1/}
(Gigawatt-hora)



^{1/} No se considera Valle de México en los datos de 2002 a 2009. Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional, considerando como base la energía recibida en niveles de alta tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.2.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA 2013-2017^{1/}

(Porcentaje)



^{1/} Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional, considerando como base la energía recibida en niveles de media tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Reducción de Pérdidas No Técnicas

En 2017, las pérdidas no técnicas fueron 18,268 GWh, lo que equivale al 7.6% del total de la energía recibida. El valor económico de estas pérdidas asciende a 30,325 millones de pesos, estimación basada en el costo de la energía dejada de vender \$1.66/kWh.

Las principales actividades para abatir y controlar pérdidas no técnicas son las siguientes:

- Implementar nuevas tecnologías de medición como medidores AMI (Advanced Metering Infrastructure) y escalar medidores electrónicos de autogestión con algunas funciones de AMI;
- Reforzar los programas de verificación de los medidores en suministros de media tensión;
- Sustituir los medidores electromecánicos por electrónicos;
- Detectar anomalías en el proceso de medición y facturación de los servicios en media tensión en el mismo mes de facturación;
- Detectar y atender anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar;
- Reordenar el proceso de comercialización de la energía eléctrica, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos y la verificación y control de servicios;

- g. Modernizar y reubicar los medidores al límite de propiedad de los suministros susceptibles a usos informales por intervención de acometida o medidor;
- h. Ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación, y
- i. Regularizar los servicios de energía eléctrica en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a la comunidad con el apoyo del área de vinculación social.

Regularizar Colonias Populares

El proyecto comprende la regularización de 40.9 mil usuarios, con una inversión 758 millones de pesos, en el periodo 2018-2022. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que no cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura eléctrica, y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular (ver Anexo, Tabla 6.2.3).

Escalar la Medición a AMI

En el periodo 2018-2022, se planea modernizar 5.7 millones de medidores, con una inversión de 8,413 millones de pesos. Para ello se escalarán 2.7 millones de medidores electrónicos de autogestión para alcanzar algunas características de AMI, y se adquirirán e instalarán 3 millones de medidores con tarjeta de radiofrecuencia, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia (ver Anexo, Tabla 6.2.4.).

Reemplazar Medidores Obsoletos

El proyecto consiste en reemplazar, en el periodo 2018-2022, 5.3 millones de medidores que se encuentran dañados o que ya cumplieron su vida útil, y representan una inversión de 7,051 millones de pesos.

6.3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

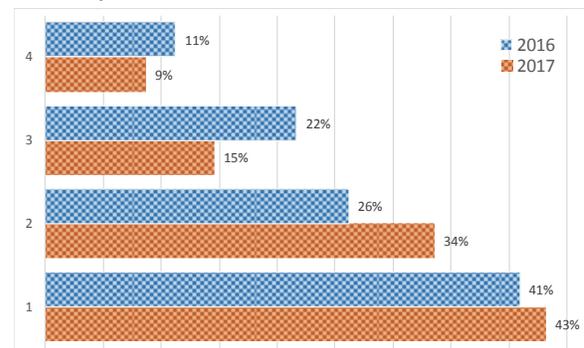
Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD

Las principales fallas que impactan en el suministro y afectan en la confiabilidad de las RGD se deben principalmente a la presencia de objetos sobre las líneas (árboles, ramas, animales, otros), así como fallas en dispositivos y equipos, entre otros (ver Gráfico 6.3.1.).

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron como meta los indicadores de desempeño establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, para evaluar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico¹²⁰ e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red (ver Gráfico 6.3.1 y Anexo, Tablas 6.3.1., 6.3.2.; y Gráficos 6.3.2. y 6.3.3.).

GRÁFICO 6.3.1. CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LAS RGD

(Porcentaje)



Nota: 1. Animales, árbol o rama sobre línea, corrosión o falso contacto. 2. Falla de equipo (apartarrayos o aislador), descargas atmosféricas, tormenta. 3. Choque o golpe, objetos ajenos sobre línea. 4. Propagación de falla ajena a CFE, vandalismo, vientos fuertes, cortocircuito. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

¹²⁰ DOF (16/02/2016):
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

Proyecto 1. Incremento de la Confiabilidad de las RGD

El proyecto considera una inversión de 2,599 millones de pesos en el periodo 2018-2022 en 14 Unidades de Negocio. Consiste principalmente en instalar equipo de protección y seccionamiento y de comunicación. (ver Tabla 6.3.3.).

Las principales actividades para incrementar la confiabilidad de las RDG son las siguientes:

- a. Instalar o reemplazar en el periodo, 93,006 aisladores, 22,110 corta cortacircuitos fusibles, 20,627 apartarrayos, reforzar las bases de 5,875 postes, entre otros (ver Tabla 6.3.4.). con una inversión de 904 millones de pesos.
- b. Instalar equipos de protección y seccionamiento que permita la operación remota y automática, misma que formará parte de las Redes Eléctricas Inteligentes. Se considera la instalación de 4,857 Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) en el periodo, con una inversión de 1,695 millones de pesos (ver Tabla 6.3.5.).

TABLA 6.3.3. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN LAS RGD 2018-2022

Acciones	Descripción	Inversión (millones de pesos)
Reemplazo e Instalación de Dispositivos	Aisladores, cortacircuitos, apartarrayos, reforzar postes contra impacto, UTR entre otros	904
EPROSEC	Equipo de Protección y Seccionamiento	1,695
Total		2,599

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.4. METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD 2018-2022

(Unidades)

Equipo para confiabilidad	Total
UTR	213
UCM	25
SCADA	11
Restauradores	2,000
Aisladores	93,006
Corta circuito Fusible	22,110
Apartarrayos	20,627
Protección para poste	5,875

Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.5. INVERSIÓN Y META FÍSICA PARA LA INSTALACIÓN DE EPROSEC

Año	Inversión (millones de pesos)	Equipos de protección y seccionamiento
2018	367	1,052
2019	350	1,003
2020	316	905
2021	327	937
2022	335	960
Total	1,695	4,857

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Modernización de las Subestaciones de Distribución

En la actualidad se cuenta con transformadores de potencia que rebasan los 40 años de vida útil y han incrementado las tasas de falla y tiempos de reparación, impactando en la confiabilidad, por lo que resulta necesario su reemplazo.

Se tiene programado modernizar subestaciones de distribución para atender el incremento de demanda de energía eléctrica y la confiabilidad. Durante 2018 se contempla reemplazar 32 transformadores de potencia que forman parte de las RGD, con una inversión de 453 millones de pesos. Esta inversión para el periodo 2018-2022 se estima en 1,510 millones de pesos (ver Tablas 6.3.6 y 6.3.7.).

TABLA 6.3.6. INVERSIÓN Y METAS FÍSICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 2018

Unidades de Negocio	2018		
	Inversión (millones de pesos)	No. Transformadores	MVA
Baja California	28	2	50
Bajío	28	2	60
Centro Occidente	28	2	40
Centro Oriente	25	2	40
Centro Sur	28	2	40
Golfo Centro	28	2	60
Golfo Norte	28	2	40
Jalisco	28	2	40
Noroeste	42	3	60
Norte	28	2	40
Oriente	28	2	60
Peninsular	28	2	60
Sureste	28	2	60
Valle de México Centro	30	2	60
Valle de México Norte	18	1	30
Valle de México Sur	30	2	60
Total	453	32	800

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.7. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

(Millones de pesos)

Año	Modernización de subestaciones
2018	453
2019	259
2020	270
2021	277
2022	251
Total	1,510

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 3. Modernización de las RGD

Las RGD tienen equipos, como es el caso de algunos interruptores de potencia y transformadores de distribución, que superan los 30 años de servicio y han estado expuestos a esfuerzos eléctricos y físicos. Tales condiciones generan interrupciones en el servicio las cuales son cada vez más frecuentes o severas, por lo que se requieren acciones de reemplazo (ver Tabla 6.3.8.).

TABLA 6.3.8. INVERSIÓN NECESARIA PARA EL REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN E INTERRUPTORES DE POTENCIA EN M.T.

(Unidades / Millones de pesos)

Año	Equipos de Reemplazo	Equipos	Inversión	
2018	Transformadores	941	74	179
	Interruptores	215	105	
2019	Transformadores	916	70	172
	Interruptores	208	102	
2020	Transformadores	900	71	172
	Interruptores	206	101	
2021	Transformadores	884	68	170
	Interruptores	199	102	
2022	Transformadores	850	66	162
	Interruptores	193	96	
Total	Transformadores	4,491	349	855
	Interruptores	1,021	506	

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 4. Modernización de la Red Eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma

El corredor turístico de la Avenida Paseo de la Reforma en la Ciudad de México mantiene un crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica, derivado de la construcción y modernización de inmuebles, desarrollos de oficinas corporativas, centros comerciales, hoteles y complejos residenciales.

Actualmente, la red instalada en el corredor cuenta con más de 50 años de operación, por lo que es imperante su modernización y reestructuración. El proyecto comprende acciones de obra civil, obra electromecánica y remplazo de la medición. Se tiene programado concluir en 2018 con un costo de 1,678 millones de pesos (ver Tablas 6.3.9. y 6.3.10.).

TABLA 6.3.9. METAS FÍSICAS DEL PROYECTO REFORMA

(Unidades)

Componentes	Cantidad
Seccionadores	169
Transformadores	130
Equipos de transferencia automática	35
Metros de circuito de media tensión	139,413
Metros de circuito de baja tensión	119,824

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.10. PRESUPUESTO PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA REFORMA

(Millones de pesos)

Año	Importe acumulado ejercido	Importe por ejercer	Total
2017	1,034		1,034
2018		644	644
Total	1,034	644	1,678

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 5. Reemplazo del Cable Submarino para Isla Mujeres

Isla Mujeres se ubica a 13 kilómetros de la ciudad de Cancún, cuenta con 16,210 habitantes y su principal actividad económica es el turismo¹²¹.

El suministro eléctrico de Isla Mujeres se proporciona con un conductor subterráneo, adecuado para utilizarse como cable submarino de 6.9 km, cuya instalación data de 1989. Debido a las condiciones climatológicas de la región y el tránsito de embarcaciones, dicho cable está sujeto a una gran cantidad de esfuerzos mecánicos y eléctricos, que provoca frecuentemente fallas que afectan la calidad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico¹²². El uso y su antigüedad limitan la capacidad de transmisión de potencia eléctrica y resultará insuficiente para atender la demanda de energía eléctrica creciente en la isla¹²³.

El proyecto consiste en reemplazar el conductor subterráneo por un conductor submarino adecuado a las condiciones de la zona y a la capacidad prevista, lo

¹²¹ De acuerdo con datos del INEGI de 2010.

¹²² En 2017 las fallas significaron interrupciones por 18.2 horas.

¹²³ BNP-53140 de la Subestación eléctrica "Bonampak" ubicada en el oriente de la Ciudad de Cancún hasta la

que representa una inversión de 280 millones de pesos (ver Tabla 6.3.11.).

TABLA 6.3.11. INVERSIÓN POR AÑO PARA EL PROYECTO CABLE SUBTERRÁNEO ISLA MUJERES

(Millones de pesos)

Concepto de Inversión	Inversión		Total
	2018	2019	
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	123	157	280

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

6.4. Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD

Las condiciones establecidas en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, hacen necesario obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas. De esta forma, se requiere desarrollar la infraestructura y software necesarios para obtener una medición confiable para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Construir la Infraestructura para participar en el Mercado Eléctrico.

Proyecto 1. Gestión de Balance de Energía de las RGD para el MEM

En las RGD existen zonas de carga que no cuentan con la infraestructura de medición o la existente no cumple con las características requeridas por el MEM en cuanto a comunicaciones y equipo de medición en los puntos de intercambio de energía, como es en subestaciones y líneas de media tensión, así como en los puntos de intercambio de energía entre zonas.

El proyecto considera todos los elementos que permiten la integración de sistemas de medición para la operación y administración de los procesos del MEM

subestación reductora de 34.5 kV a 13.8 kV denominada "Isla Mujeres" la cual cuenta con dos circuitos para alimentar la carga de la población.

con ayuda de equipos que se integren a una Red Eléctrica Inteligente, así como el desarrollo de la infraestructura necesaria para gestionar y transmitir al CENACE la información de la medición de los Centros de Carga de los Usuarios Calificados. Contempla puntos de medición entre zonas y en subestaciones (SIMOCE), mecanismos de seguridad de la información, control operativo en los que se considera la Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA), Unidad Central Maestra (UCM), Enlaces de Comunicación inalámbricos y Fibra Óptica, Equipos de Control Supervisorio para Subestaciones Eléctricas, Unidades Terminales Remotas (UTR's) o Concentrador SCADA, y Equipo Eléctrico Primario (EEP). En el periodo 2018-2022 se acondicionarán 1,207 puntos de medición en los circuitos de distribución con una inversión de 540.5 millones de pesos y 14,153 puntos de medición dentro de las subestaciones de potencia con una inversión de 6,475.5 millones de pesos, en total serán 15,360 puntos de medición con una inversión de 7,016 millones de pesos (ver Anexo, Tablas 6.4.1. y 6.4.2.).

6.5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)

En la LIE se plantea como premisa fundamental que el despliegue de las REI deberá de contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

De conformidad con el artículo 37 de la Ley de Transición Eléctrica (LTE), la implementación de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.

La LTE indica además que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red

Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de fuentes de Energía Renovables;
- El desarrollo y la incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;
- La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;
- El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos;
- La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y reducción de barreras para la adopción de REI, y

- La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

El proyecto de REI prevé la integración de TIC's en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran (ver Gráfico 6.5.1.).

Desarrollar e incorporar sistemas y equipo que permitan una transición a una REI

Se cuenta con 38,531 equipos de protección y de seccionamiento automático telecontrolados instalados, de los cuales 21,951 operan en forma remota, así como 1,640 mil medidores AMI cuya función inicial fue disminuir las pérdidas no técnicas, los cuales es necesario incorporarlos a sistemas que permitan integrarlos a un Red Eléctrica Inteligente.

Proyecto 1. Sistema de Información Geográfica de las RGD

El Sistema de Información Geográfica coadyuva al logro de los objetivos de las REI ya que proporciona la base de información y los estándares para la interoperabilidad y el uso de la información digital de los equipos de protecciones, control, medición y comunicaciones, en general de todos los elementos que integran las RGD. Al conectarse a la red, identifican el estado operativo en tiempo real en diagramas georreferenciados que se comparten a través de la red empresarial para lograr una mayor eficiencia en la operación de las RGD.

El proyecto tiene el propósito de unificar las diferentes tecnologías de información geográfica y eléctrica de las RGD con que cuenta actualmente CFE Distribución, a través de un Sistema de Información Geográfica que le permita integrar dichas tecnologías y contar con la capacidad para compartir e intercambiar información espacial de la infraestructura del sistema de distribución.

Este proyecto se encuentra en proceso y se tiene planeado invertir 53 millones de pesos para realizar levantamientos en campo de datos geoespaciales y desarrollar aplicaciones para agilizar la toma de decisiones operativas y de negocio.

Proyecto 2. Infraestructura de Medición Avanzada

El proyecto consiste en la instalación de medidores intercomunicados con un sistema informático de gestión, con capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota. Se requiere del desarrollo de aplicaciones informáticas y sistemas de comunicación para explotar un mayor número de funcionalidades de estos sistemas, dirigidos hacia la REI y el cliente, tal como un sistema de administración de registros de medidores (MDM por sus siglas en inglés), lo cual se encuentra en evaluación para emprender este tipo de proyectos en los próximos años.

En el periodo 2018-2022 se considera la instalación de 121 mil medidores AMI con una inversión aproximada de 340 mil millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.5.1.).

Proyecto 3. Sistema de Administración de Distribución Avanzado

Proyecto piloto que servirá para evaluar las capacidades de un Sistema Avanzado de Administración de Distribución (ADMS por sus siglas en inglés), el cual incluye un sistema para la administración de interrupciones (OMS por sus siglas en inglés), a través de un proyecto de demostración que incluirá el despliegue del ADMS para automatizar las subestaciones, con lo que se evaluará las funcionalidades avanzadas de este sistema. Se desarrollará en dos fases de estudio y tres de demostración.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una versión a pequeña escala de un ADMS para determinar los impactos sobre la eficiencia operativa, la confiabilidad y la seguridad. El comportamiento del ADMS será utilizado para determinar si se justifica el desarrollo de un sistema completo para todo el SEN. Se tiene programado ejercer un monto de 203 millones de pesos, en el periodo 2018 a 2022 (ver Tabla 6.5.2.).

**TABLA 6.5.2. INVERSIÓN NECESARIA PARA LA
 EJECUCIÓN DE LAS FASES DEL PROYECTO
 ADMS**

(Millones de pesos)

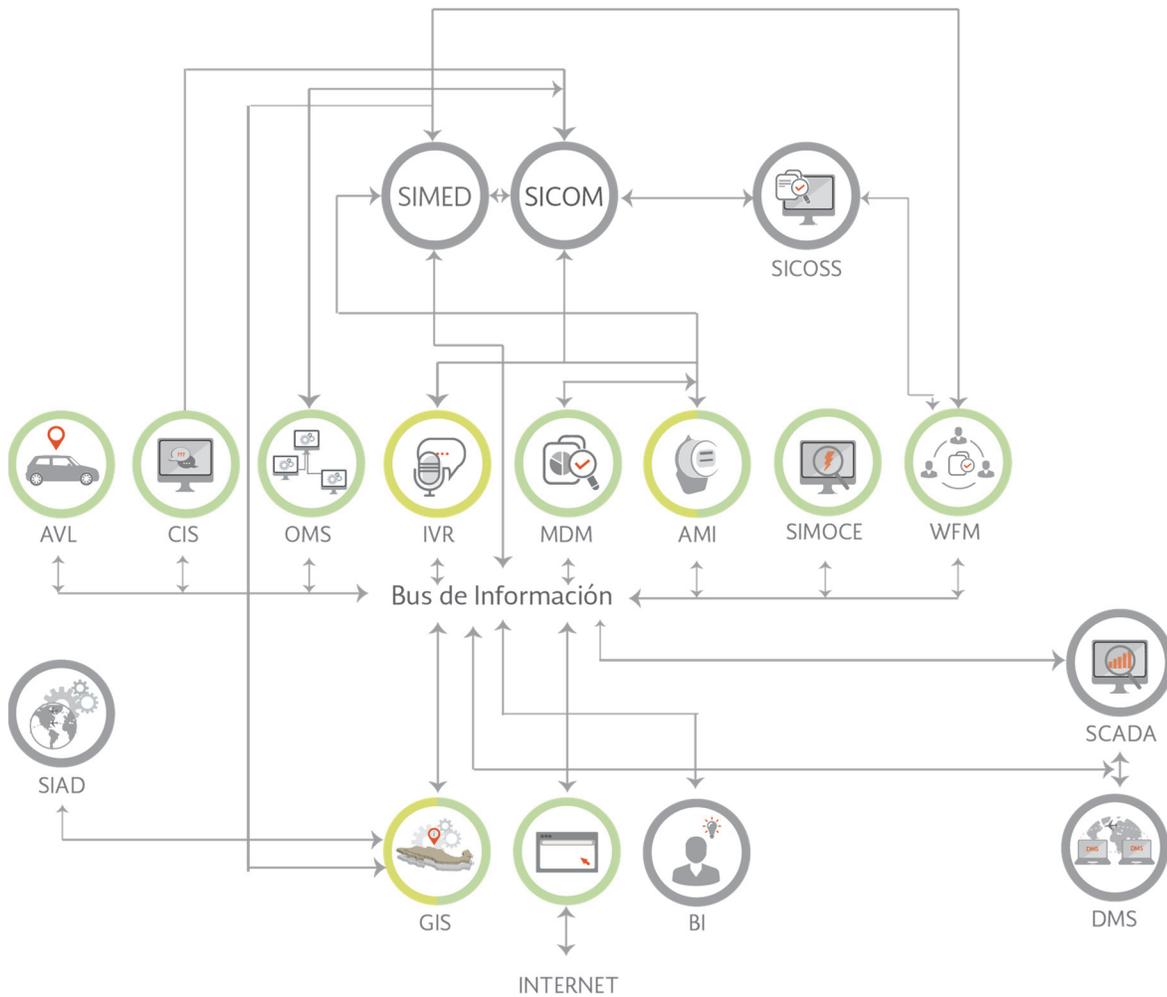
Concepto de Inversión	Inversión por año					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Sistema de Administración de Distribución Avanzado	3	50	50	50	50	203

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Adicional a estos proyectos, pertenecen a las redes eléctricas inteligentes los proyectos descritos en otros objetivos y líneas de acción, y que a continuación se enlistan:

- Incremento de la confiabilidad de las RGD (automatización de equipo de protección y seccionamiento);
- Escalar la Medición a AMI, y
- Gestión del balance de Energía de las RGD para el MEM.

GRÁFICO 6.5.1. PRINCIPALES MÓDULOS DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE



- SISTEMA A ADQUIRIR
- SISTEMA EXISTENTE
- SISTEMA LEGADO
- SISTEMA EXISTENTE QUE REQUIERE MODIFICACIÓN

Abreviaturas: AMI: (Infraestructura Avanzada de la Medición). AVL: (Localización Automática de Vehículos). BI: (Inteligencia de Negocios). CIS: (Sistema de Información al Cliente). DMS: (Sistema para la Administración en Distribución). GIS: (Sistema de Información Geográfica). IVR: (Respuesta de Voz Interactiva). MDM: (Administración de Datos de la Medición). OMS: (Sistema para la Administración de Interrupciones). SCADA: (Supervisión Control y Adquisición de Datos). SIAD: (Sistema Integral de Administración de Distribución). SICOM: (Sistema Comercial). SICOSS: (Sistema de Control de Solicitudes y Servicios). SIMED: (Sistema de Medición). SIMOCE: (Sistema para la Medición de Calidad de Energía). WEB: (Servicio de Internet). WFM: (Administración de la Fuerza de Trabajo).



RESUMEN DE INVERSIONES 2018 - 2032

7.1. Generación

7.2. Transmisión

7.3. Distribución

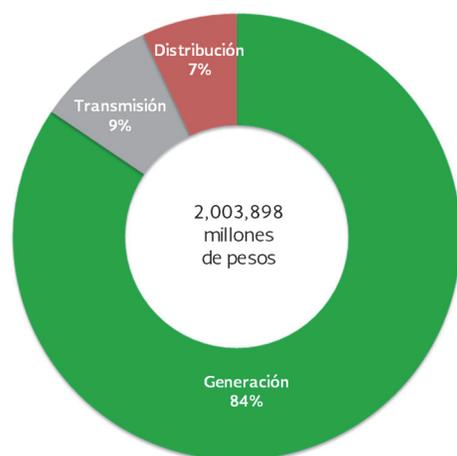
RESUMEN DE INVERSIONES 2018-2032

La inversión total esperada correspondiente a los proyectos de infraestructura eléctrica considerados en el presente PRODESEN es de 2.0 billones de pesos en los próximos 15 años. El 84% de las inversiones corresponde a proyectos de generación, 9% a proyectos de transmisión y 7% a proyectos de distribución (ver Gráfico 7.1.1., Anexo, Tabla 7.1.1.). El monto total de inversión es 1.7% menor respecto a la estimada en el PRODESEN 2017-2031¹²⁴.

GRÁFICO 7.1.1. INVERSIÓN ESTIMADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO, POR ACTIVIDAD 2018-2032

(Millones de pesos / porcentaje)

Generación	Transmisión	Distribución
1,692,368	173,615	137,915



Fuente: Elaborado por la SENER.

7.1. Generación

En los siguientes 15 años se estima un monto de inversión en generación eléctrica de 1,692 mil millones de pesos, de los cuales, se prevé que 33% se

¹²⁴ Considera i) Tipo de cambio 8% menor en relación con el PRODESEN 2017-2031, ii) adecuación del rubro de inversión en Modernización de la RNT, a fin de excluir el concepto de mantenimiento, el cual no forma parte de nueva inversión, iii) disminución de los costos de inversión en Infraestructura de Medición, originado por el desarrollo de la tecnología por parte de fabricantes y de CFE Distribución, lo que permite contar con una mayor gama de opciones tecnológicas y elegir los equipos que se requieren de acuerdo con las

registre en los próximos cinco años en la instalación de nuevas centrales de generación en todo el país.

El 67% de la inversión esperada en generación entre 2018-2032, corresponde a inversiones en generación limpia y el resto a proyectos de tecnologías convencionales.

Del total de las inversiones previstas, los proyectos eólicos y solares representan el 24% y 13%, respectivamente, mientras que las inversiones en ciclos combinados el 31% (ver Anexo, Tabla 7.1.2.).

Las regiones de control Oriental y Noreste concentrarían cerca del 53% de la inversión total en generación (ver Anexo, Tabla 7.1.3. y Tabla 7.1.4.).

7.2. Transmisión

La inversión esperada en proyectos de transmisión durante el periodo 2018-2032 es de 173 mil millones de pesos, 99% del total corresponde a proyectos y obras de ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación y el 1% a proyectos de modernización de la RNT.

El 80% de la inversión serían resultado de proyectos identificados en el PRODESEN¹²⁵, el 9% corresponderá a Obra Pública Financiada¹²⁶, el 10% obras de mediano y largo plazo y el 1% Obras de Recurso Propio del Transportista (ver Anexo, Tabla 7.2.1.).

7.3. Distribución

La inversión en los proyectos de distribución se estima en 138 mil millones de pesos para los próximos 15 años (Ver Gráfico 7.3.1.).

características de los servicios y los atributos que se requiere explotar.

¹²⁵ Las obras PRODESEN son los proyectos y obras que surgen a partir de la planeación que emite el CENACE.

¹²⁶ Esquema de financiamiento anterior a la Reforma Energética. Son proyectos de obra pública construidos por un tercero y entregados a CFE a partir de su puesta en servicio para que ésta los financie en el marco de los PIDIREGAS bajo el esquema de "Inversión Directa".

ANEXO

TABLA 1.1.1. ALINEACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013 – 2018^{1/} México Próspero	Objetivo 4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	Estrategia 4.6.2. Asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país.	<p>Impulsar la reducción de costos en la generación de energía eléctrica para que disminuyan las tarifas que pagan las empresas y las familias mexicanas.</p> <p>Homologar las condiciones de suministro de energía eléctrica en el país.</p> <p>Diversificar la composición del parque de generación de electricidad considerando las expectativas de precios de los energéticos a mediano y largo plazos.</p> <p>Modernizar la red de transmisión y distribución de electricidad.</p> <p>Promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la adopción de nuevas tecnologías y la implementación de mejores prácticas.</p>
	Enfoque Transversal.	Estrategia I. Democratizar la Productividad.	Garantizar el acceso a la energía eléctrica de calidad y con el menor costo de largo plazo.
Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014 - 2018^{2/}	Objetivo 1. Establecer las metas y la hoja de ruta para la implementación de las metas de eficiencia energética y energías limpias.	Vertiente 1. Ahorro y uso eficiente de energía.	<p>Resolver los problemas identificados que obstaculicen el cumplimiento de las metas de energías limpias y eficiencia energética.</p> <p>Reducir bajo condiciones de viabilidad económica, la contaminación ambiental originada por la industria eléctrica.</p>
	Objetivo 2. Fomentar la reducción de emisiones contaminantes originadas por la industria eléctrica.	Vertiente 2. Aprovechamiento de energías limpias.	Reducir la dependencia del país de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía en el mediano plazo.
	Objetivo 3. Reducir, bajo criterios de viabilidad económica, la dependencia del país de los combustibles fósiles, como fuente primaria de energía.	Vertiente 3. Desarrollo de infraestructura integradora.	<p>Promover el cumplimiento de las metas de energías limpias y eficiencia energética.</p> <p>Promover el desarrollo futuro de las energías limpias como un elemento que contribuye al desarrollo y bienestar socioeconómico del país.</p>
Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013 – 2018^{3/}	Objetivo 2. Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional.	Estrategia 2.1. Desarrollar la infraestructura eléctrica nacional, con criterios de economía, seguridad, sustentabilidad y viabilidad económica.	<p>Planear la expansión de la infraestructura eléctrica nacional conforme al incremento de la demanda, incorporando energías limpias, externalidades y diversificación energética.</p> <p>Expandir la infraestructura, cumpliendo con las metas de energía limpia del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.</p>
	Objetivo 3. Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.	Estrategia 3.1. Desarrollar la infraestructura de transmisión eléctrica para incrementar el mallado de la red, su redundancia y la reducción de pérdidas.	<p>Implementar un programa de expansión y fortalecimiento de la red de transmisión que reduzca el número de líneas en estado de saturación de larga duración.</p> <p>Expandir el mallado de la red de transmisión incrementando su capacidad, flexibilidad, y el aprovechamiento de las fuentes renovables.</p>
Programa Nacional	Objetivo 2. Asegurar el desarrollo óptimo de la	Estrategia 2.5. Desarrollar la infraestructura de generación eléctrica para el aprovechamiento de	Convertir las centrales térmicas a base de combustóleo para usar gas natural.

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
de Infraestructura (PNI) 2014 – 2018^{4/}	infraestructura para contar con energía suficiente, con calidad y a precios competitivos.	combustibles eficientes, de menor costo y con bajo impacto ambiental.	Construir nuevas centrales de ciclo combinado y de Nueva Generación Limpia. Desarrollar proyectos de generación que permitan el aprovechamiento de recursos renovables hídricos, eólicos y solares. Desarrollar proyectos de mantenimiento para las centrales generadoras existentes.
		Estrategia 2.6. Desarrollar la transmisión de electricidad que permita el máximo aprovechamiento de los recursos de generación y la atención de la demanda.	Establecer condiciones de interconexión para el aprovechamiento de las energías renovables. Desarrollar proyectos de interconexión para incentivar el aprovechamiento de los recursos de las distintas áreas eléctricas. Desarrollar las redes y los refuerzos necesarios para la atención de la demanda nacional.
		Estrategia 2.7 Desarrollar la distribución de electricidad con calidad, reduciendo las pérdidas en el suministro y aumentando la cobertura del servicio.	Desarrollar proyectos de distribución para reducir las pérdidas técnicas y no-técnicas en la distribución. Desarrollar proyectos de distribución para disminuir el tiempo de interrupción por usuario de distribución. Desarrollar proyectos de electrificación para beneficiar a localidades de alta pobreza energética.
Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) 2014 – 2018^{5/}	Objetivo 1. Diseñar y desarrollar programas y acciones que propicien el uso óptimo de energía en procesos y actividades de la cadena energética nacional.	Estrategia 1.1. Implementar acciones de eficiencia energética en los procesos de explotación, transformación y distribución de las empresas productivas del Estado.	Incrementar el aprovechamiento de los potenciales de cogeneración en instalaciones de Petróleos Mexicanos. Impulsar proyectos de rehabilitación, modernización y conversión de centrales de generación de electricidad que permitan un mayor aprovechamiento térmico y económico de los combustibles en Comisión Federal de Electricidad. Implementar un programa de reducción de pérdidas eléctricas en la transmisión y distribución de electricidad.
Programa Especial de la Transición Energética (PETE) 2017 - 2018^{6/}	Objetivo 1. Aumentar la capacidad instalada y la generación de Energías Limpias.	Estrategia 1.4. Promover la calidad de información para la planeación y rendición de cuentas.	Fortalecer el proceso de planeación incorporando el INEL y el AZEL en el PRODESEN. Adecuar el análisis de costos nivelados en la planeación. Incorporar trayectorias de emisiones de gases de efecto invernadero en el PRODESEN. Mejorar el sistema de reportaje de datos sobre generación de energías limpias.
	Objetivo 2. Expandir y modernizar la infraestructura de transmisión e incrementar la generación distribuida y almacenamiento.	Estrategia 2.1. Promover la integración de la Energía Renovable Variable.	Evaluar los instrumentos técnicos, operativos y regulatorios que permitan manejar la variabilidad en la generación. Promover análisis y reportes sobre la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
		Estrategia 2.2. Expandir y modernizar las redes de transmisión y distribución.	Determinar las necesidades de crecimiento o renovación de las redes de transmisión y distribución considerando fuentes de energía limpia por región.
	Estrategia 2.3. Impulsar a la generación distribuida.	Generar estudios que permitan fortalecer metas a mediano y largo plazo específicas para generación distribuida.	

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
		Estrategia 2.4. Impulsar a las Redes Eléctricas Inteligentes.	<p>Monitorear el avance del Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, asegurando su correcta coordinación e implementación.</p> <p>Promover programas piloto de redes eléctricas inteligentes que mejoren la eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico.</p>
	Objetivo 4. Democratizar el acceso a las Energías Limpias.	Estrategia 4.1. Promover el acceso universal a la energía limpia.	<p>Desarrollar proyectos renovables de electrificación rural con la participación de las comunidades.</p> <p>Facilitar el acceso a la generación distribuida solar mediante esquemas de garantías de financiamiento.</p>
		Estrategia 4.2. Incorporar las externalidades en los costos de energía.	<p>Incorporar el costo de las externalidades ambientales y sociales en el ejercicio de planeación.</p> <p>Definir mecanismos que permitan incorporar el costo de las externalidades ambientales y sociales en la evaluación de proyectos.</p>

1/ Consultar en: <http://pnd.gob.mx/wp-content/uploads/2013/05/PND.pdf>

2/ Consultar en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016

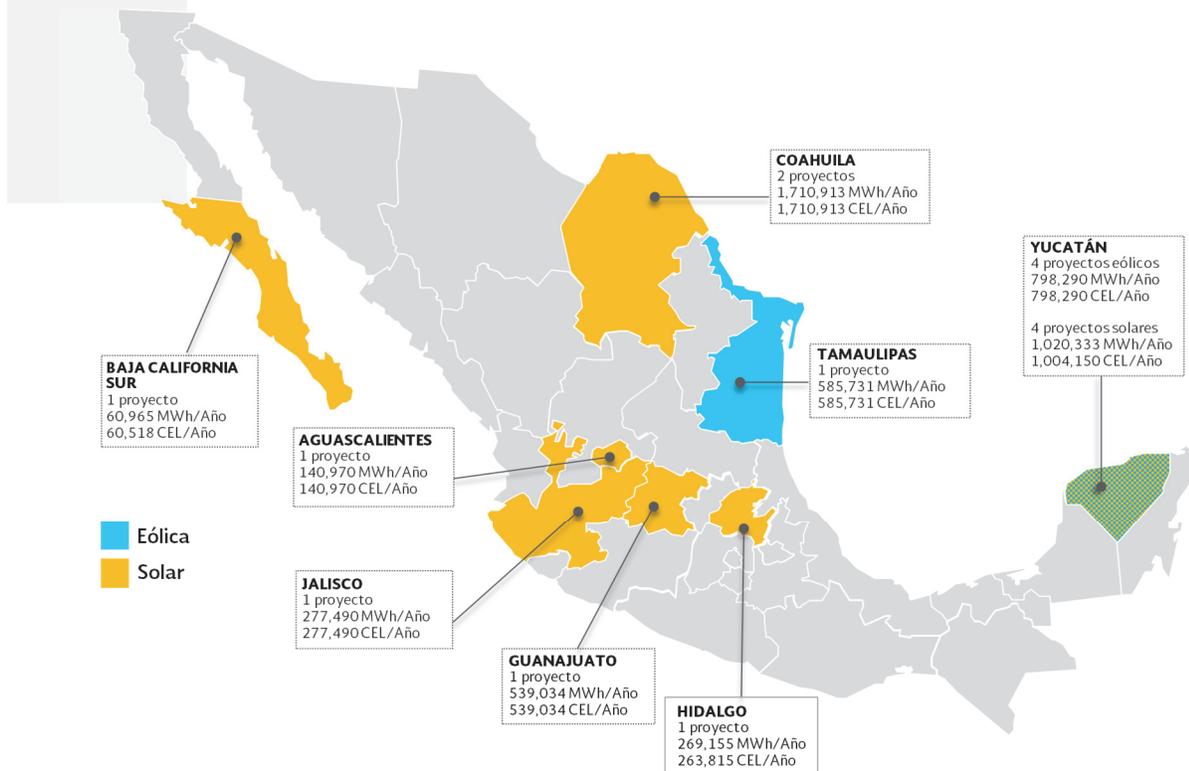
3/ Consultar en: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/213/PROSENER.pdf>

4/ Consultar en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342547&fecha=29/04/2014

5/ Consultar en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469371&fecha=19/01/2017

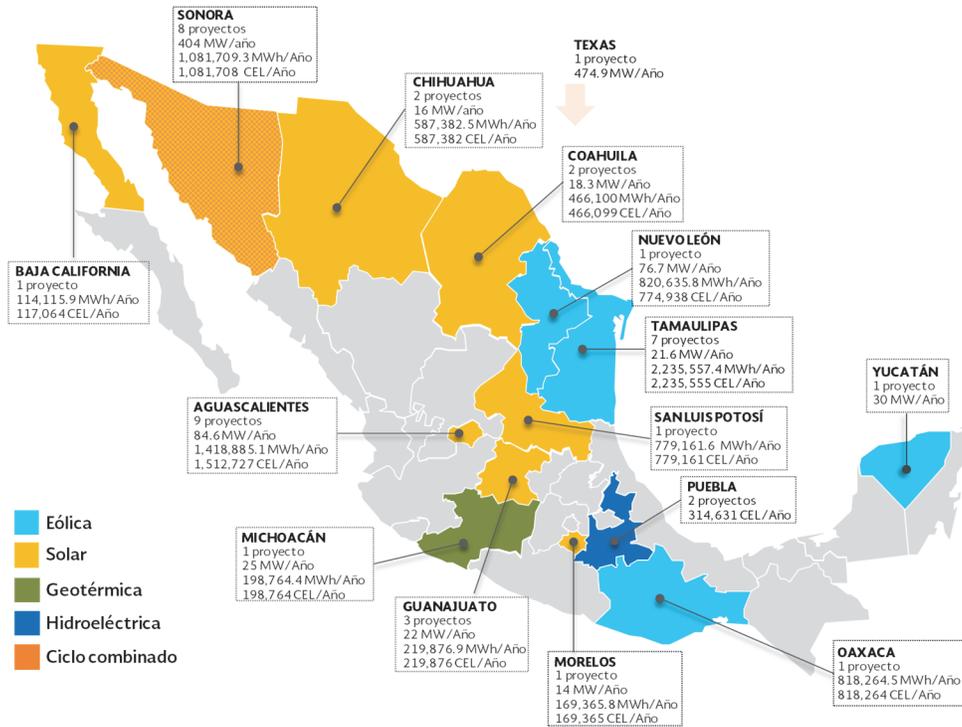
6/ Consulta en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/213322/PETE.pdf>. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 1.2.1. RESULTADOS DE LA PRIMERA SUBASTA DE LARGO PLAZO EN MÉXICO 2015



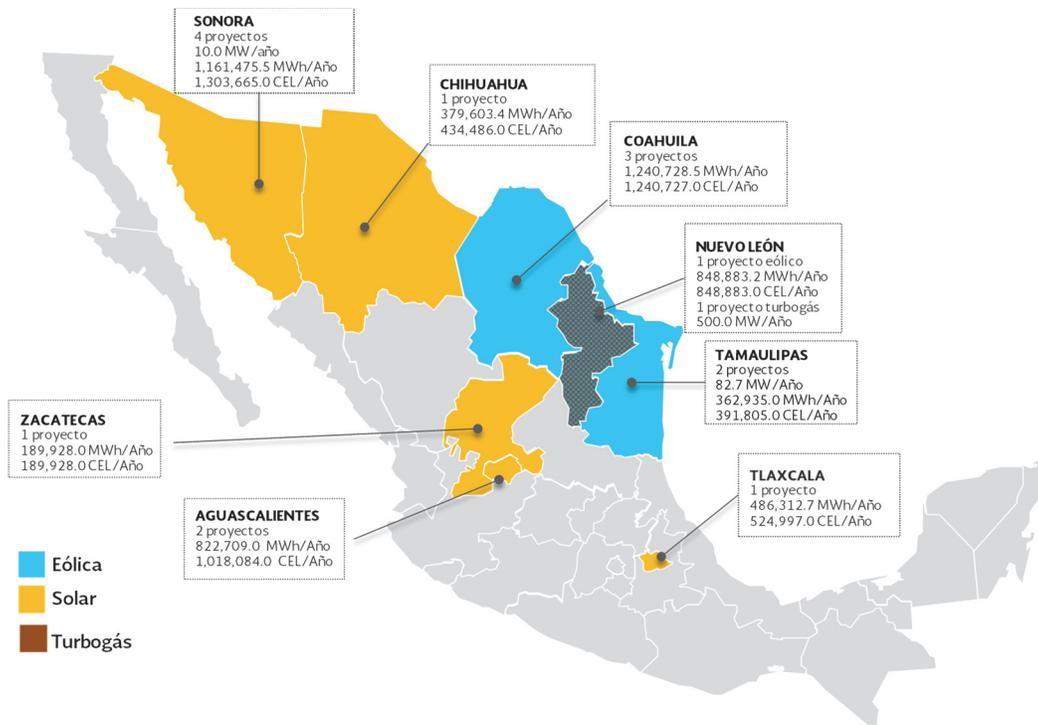
Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE, 2016.

MAPA 1.2.2. RESULTADOS DE LA SEGUNDA SUBASTA DE LARGO PLAZO EN MÉXICO 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con información del Fallo de la Segunda Subasta de Largo Plazo 2016.

MAPA 1.2.3. RESULTADOS DE LA TERCERA SUBASTA DE LARGO PLAZO EN MÉXICO 2017



Fuente: Elaborado por la SENER con información del Fallo de la Tercera Subasta de Largo Plazo 2017.

TABLA 1.3.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2007 - 2017

(Miles de millones de pesos constantes base 2013 = 100)

Año	PIB				Participación ^{1/} (%)	
	Nacional	Actividad Industrial	Industria Eléctrica		Nacional	Actividad Industrial
2007	14,844	5,134	155		1.0	3.0
2008	15,014	5,080	160		1.1	3.1
2009	14,220	4,700	161		1.1	3.4
2010	14,948	4,913	170		1.1	3.5
2011	15,495	5,053	184		1.2	3.6
2012	16,060	5,197	188		1.2	3.6
2013	16,277	5,185	189		1.2	3.6
2014	16,740	5,318	208		1.2	3.9
2015	17,288	5,376	211		1.2	3.9
2016	17,791	5,399	210		1.2	3.9
2017	18,154	5,365	209		1.2	3.9
TMCA^{2/} (2007-2017)	2.0	0.4	3.0	Participación Media (2007-2017)	1.2	3.6

^{1/} Participación del PIB de la industria eléctrica en el PIB Nacional y en la Actividad Industrial. ^{2/}Tasa Media de Crecimiento Anual (Porcentaje)

Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares para 2017. BIE, INEGI.

TABLA 1.3.2. CONSUMO INTERMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SUBSECTOR ECONÓMICO DE ACUERDO CON LA DEMANDA INTERMEDIA EN LA MATRIZ INSUMO PRODUCTO DE LA ECONOMÍA TOTAL 2013

(Porcentaje)

Código SCIAN	Subsector	Consumo Intermedio de Energía Eléctrica (Sin Actividades Terciarias ^{1/})
222	Suministro de agua y suministro de gas por ductos al consumidor final	49.4
212	Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas	18.2
327	Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	14.9
313	Fabricación de insumos textiles y acabado de textiles	10.9
326	Industria del plástico y del hule	7.3
111	Agricultura	6.4
332	Fabricación de productos metálicos	5.7
321	Industria de la madera	5.5
337	Fabricación de muebles, colchones y persianas	5.1
314	Fabricación de productos textiles, excepto prendas de vestir	5.1
323	Impresión e industrias conexas	5.1
331	Industrias metálicas básicas	4.7
322	Industria del papel	4.4
113	Aprovechamiento forestal	3.5
316	Curtido y acabado de cuero y piel, y fabricación de productos de cuero, piel y materiales sucedáneos	3.4
315	Fabricación de prendas de vestir	3.2
115	Servicios relacionados con las actividades agropecuarias y forestales	3.1
311	Industria alimentaria	3.1

SCIAN: Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte. ^{1/} Solo incluye insumos provenientes de actividades primarias y secundarias. Excluye gastos en servicios.
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la Matriz Insumo Producto 2013 por subsectores SCIAN, en millones de pesos a precios básicos, INEGI

TABLA 1.3.3. GASTO CORRIENTE TRIMESTRAL EN ELECTRICIDAD SEGÚN DECILES DE HOGARES DE ACUERDO CON SU INGRESO CORRIENTE TOTAL TRIMESTRAL

(Pesos M.N)

Decil	Gasto trimestral en electricidad por hogar	Ingreso destinado a pago de electricidad (%)
1	216.7	2.7%
2	295.8	2.1%
3	333.6	1.8%
4	392.4	1.7%
5	454.3	1.6%
6	516.7	1.5%
7	580.6	1.4%
8	678.1	1.3%
9	845.5	1.2%
10	1,288.0	0.8%
Total	560.2	1.2%

Nota: Los hogares están ordenados en deciles de acuerdo con su ingreso corriente trimestral. Ingreso corriente: Ingreso del trabajo + Renta de la propiedad + Transferencias + Estimación del alquiler de la vivienda + Otros ingresos corrientes. Gasto corriente monetario y no monetario trimestral en electricidad calculado de acuerdo con la clave "R001" del catálogo de gastos. Fuente: INEGI. Encuesta Nacional de Ingreso y Gasto de los Hogares 2016.

TABLA 1.3.4. MÉXICO EN EL ÍNDICE DE COMPETITIVIDAD GLOBAL Y EN EL REPORTE DE DOING BUSINESS

Periodo	Índice de Competitividad Global	Calidad del Suministro de Energía Eléctrica ^{1/}		Obtención de Electricidad ^{2/}
	Posición	Posición	Calificación	Posición
2006-2007	52	77	3.9	-
2007-2008	52	82	4.1	-
2008-2009	60	87	4.0	-
2009-2010	60	88	3.9	-
2010-2011	66	91	3.9	-
2011-2012	58	83	4.3	-
2012-2013	53	79	4.6	-
2013-2014	55	81	4.7	-
2014-2015	61	80	4.6	76
2015-2016	57	73	4.7	72
2016-2017	51	68	4.9	98
2017-2018	51	72	4.9	92

^{1/}Índice de Competitividad Global (WEF) 2017-2018, Foro Económico Global, 137 economías. ^{2/}Reporte Doing Business 2018, Banco Mundial, 190 economías. Fuente: Índice de Competitividad Global, Foro Económico Mundial, varios años. Reporte Doing Business, Banco Mundial, varios años.

TABLA 1.3.5. COMPETITIVIDAD GLOBAL EN MATERIA DE ELECTRICIDAD

País	Posición Global en Cuanto a Competitividad ^{1/}	Calidad del Suministro de Energía Eléctrica ^{1/}		Obtención de Electricidad ^{2/}
	Posición Global	Posición	Calificación ^{3/}	Posición
Suiza	1	2	6.9	7
Estados Unidos de América	2	26	6.2	49
Singapur	3	3	6.9	12
Holanda	4	6	6.8	52
Alemania	5	29	6.2	5
Hong Kong	6	4	6.8	4
Suecia	7	15	6.6	6
Reino Unido	8	12	6.7	9
Japón	9	10	6.7	17
Finlandia	10	9	6.7	20
Noruega	11	1	6.9	23
México	51	72	4.9	92
Colombia	66	79	4.8	81
Perú	72	62	5.1	63
Uruguay	76	33	6.0	50
Brasil	80	84	4.5	45
Argentina	92	113	3.0	95

^{1/}Índice de Competitividad Global (WEF) 2017-2018, Foro Económico Global, 138 economías. ^{2/}Reporte Doing Business 2018, Banco Mundial, 190 economías. ^{3/} Rango de calificación del 1 -7. Fuente: Índice de Competitividad Global, Foro Económico Mundial, varios años. Reporte Doing Business, Banco Mundial, varios años.

TABLA 2.2.2. PERMISOS OTORGADOS O TRAMITADOS AL AMPARO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esquema	Definición	Fundamento
Autoabastecimiento	<p>Se entiende como autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de copropietarios o socios.</p> <p>En el caso de ser varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, éstos tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de sus socios. La sociedad permissionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no formen parte de la sociedad al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de autoabastecimiento tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	Artículos 36, fracción I, de la LSPEE, 78 y 101 de su Reglamento.
Cogeneración	<p>Se define como cogeneración a:</p> <p>I) La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;</p> <p>II) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o</p> <p>III) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.</p> <p>En la modalidad de permiso de cogeneración es indispensable que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:</p> <p>a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o</p> <p>b) Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de cogeneración tendrá una duración indefinida, a menos que se modifique el destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	Artículos 36, fracción II, de la LSPEE, 78, 103 y 104 de su Reglamento.
Producción independiente (PIE)	<p>Corresponde a la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente para su venta a la CFE, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan, o a la exportación.</p> <p>El permiso bajo esta modalidad se otorga por un plazo de hasta treinta años. El mismo puede ser renovado a su término siempre que cumpla con las disposiciones legales aplicables.</p>	Artículos 36, fracción III, de la LSPEE, 78 y 108 de su Reglamento.

Esquema	Definición	Fundamento
Pequeña Producción	<p>Corresponde a la generación de energía eléctrica destinada a:</p> <p>I) La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, la capacidad del proyecto, en un área determinada, no podrá exceder los 30 MW, II) El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, y III) La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.</p> <p>Respecto a los incisos I y III, el permisionario no podrá ser titular, en una misma área de pequeña producción, de proyectos cuya suma de potencia exceda de 30 MW.</p> <p>En relación con el inciso II, los solicitantes del permiso, tratándose de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas deberán:</p> <p>I) Constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebrar convenios de cooperación solidaria para dicho propósito de autoabastecimiento, y II) Mencionar las personas a quienes se hará entrega de la energía eléctrica y las condiciones en que se efectuará la misma a los consumidores finales, de acuerdo con las bases que se establezcan en los convenios respectivos.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de pequeña producción tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción IV, de la LSPEE, 78 y 111 de su Reglamento.</p>
Importación	<p>Se otorgan permisos para importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios, proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de importación tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, lo cual requerirá de un nuevo permiso y modalidad en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción V, de la LSPEE, 78 y 120 de su Reglamento.</p>
Exportación	<p>Se otorgan permisos para exportación de electricidad generada por proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos.</p> <p>Los permisionarios de exportación no podrán enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso para cambiar el destino de la misma.</p> <p>El permiso otorgado bajo la modalidad de exportación tendrá una duración indefinida, a menos que se presente el cambio de destino de la energía eléctrica generada, para lo que se requiere ajustarse a las modalidades de generación en términos de la LIE.</p>	<p>Artículos 36, fracción V, de la LSPEE, 78 y 116 de su Reglamento.</p>
Usos Propios Continuos	<p>Se otorgaron permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales individualmente consideradas, siendo condición indispensable la imposibilidad o la inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la CFE.</p> <p>Los titulares de los permisos quedan obligados a contribuir, en la medida de sus posibilidades con energía eléctrica para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o la restricción. Asimismo, dichos permisos tendrán duración indefinida mientras subsistan los fines para los que fueron otorgados, la conveniencia pública de realizarlos y se cumplan las normas legales aplicables.</p>	<p>Artículo 36 de la LSPEE, publicada en el DOF el 22 de diciembre de 1975.</p>

Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 2.2.4. CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA

(Megawatt)

Entidad	Capacidad 2016 ^{1/}	Capacidad 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}	Participación (%) ^{4/}	Posición
AGS	13	13	0.0	0.02	32
BC	4,457	4,641	4.1	6.13	4
BCS	1,017	1,019	0.2	1.35	24
CAMP	1,249	1,251	0.2	1.65	22
CHIS	5,007	5,026	0.4	6.64	3
CHIH	2,810	2,829	0.7	3.74	11
COAH	3,760	3,884	3.3	5.13	6
COL	2,764	2,762	-0.1	3.65	12
CDMX	364	377	3.4	0.50	29
DGO	1,839	1,939	5.4	2.56	16
MEX	1,635	1,826	11.7	2.41	18
GTO	1,970	1,979	0.5	2.62	15
GRO	4,623	3,453	-25.3	4.56	7
HGO	2,651	2,685	1.3	3.55	13
JAL	791	1,634	106.6	2.16	20
MICH	910	2,125	133.4	2.81	14
MOR	680	680	0.0	0.90	26
NAY	2,576	1,842	-28.5	2.43	17
NL	4,555	4,639	1.8	6.13	5
OAX	2,878	2,883	0.2	3.81	10
PUE	1,133	1,139	0.5	1.50	23
QRO	697	796	14.2	1.05	25
QR	353	389	10.2	0.51	28
SLP	2,858	2,918	2.1	3.86	9
SIN	1,770	1,770	0.0	2.34	19
SON	3,140	3,167	0.9	4.18	8
TAB	695	673	-3.2	0.89	27
TAMS	5,977	6,457	8.0	8.53	2
TLAX	89	75	-15.4	0.10	31
VER	8,266	8,401	1.6	11.10	1
YUC	1,569	1,569	0.0	2.07	21
ZAC	150	370	146.7	0.49	30
FIRCO y GD ^{5/}	262	474	81.0	0.63	-
Total ^{6/}	73,510	75,685	3.0	100.0	-

^{1/} Datos ajustados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Respecto a la capacidad de 2017. ^{5/} FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.2.7. GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA

(Gigawatt-hora)

Entidad	Generación 2016 ^{1/}	Generación 2017 ^{2/}	TCA(%) ^{3/}	Participación (%) ^{4/}	Posición
AGS	40	36	-11.1	0.0	32
BC	19,427	20,234	4.2	6.1	4
BCS	2,947	3,072	4.3	0.9	24
CAMP	3,574	3,386	-5.3	1.0	22
CHIS	10,832	11,322	4.5	3.4	13
CHIH	16,282	14,910	-8.4	4.5	9
COAH	20,746	16,927	-18.4	5.1	7
COL	13,453	14,489	7.7	4.4	10
CDMX	739	985	33.3	0.3	27
DGO	9,236	9,904	7.2	3.0	14
MEX	6,836	7,198	5.3	2.2	17
GTO	9,919	11,443	15.4	3.5	12
GRO	22,066	19,886	-9.9	6.0	5
HGO	13,317	12,395	-6.9	3.8	11
JAL	1,485	2,355	58.6	0.7	26
MICH	4,544	7,940	74.7	2.4	16
MOR	279	403	44.4	0.1	29
NAY	4,455	2,712	-39.1	0.8	25
NL	17,358	24,486	41.1	7.4	3
OAX	9,706	8,427	-13.2	2.6	15
PUE	5,800	6,020	3.8	1.8	19
QRO	4,037	4,791	18.7	1.5	21
QR	124	147	18.0	0.0	31
SLP	15,326	16,854	10.0	5.1	8
SIN	5,151	6,538	26.9	2.0	18
SON	16,256	17,279	6.3	5.2	6
TAB	3,205	3,231	0.8	1.0	23
TAMS	36,084	35,727	-1.0	10.9	2
TLAX	427	410	-3.9	0.1	28
VER	39,339	39,755	1.1	12.1	1
YUC	6,096	4,817	-21.0	1.5	20
ZAC	187	240	28.6	0.1	30
FIRCO y GD ^{5/}	93	842	809.5	0.3	-
Total^{6/}	319,364	329,162	3.1	100.0	-

^{1/} Datos ajustados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Respecto a la generación de 2017. ^{5/} FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.2.8. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN 2017

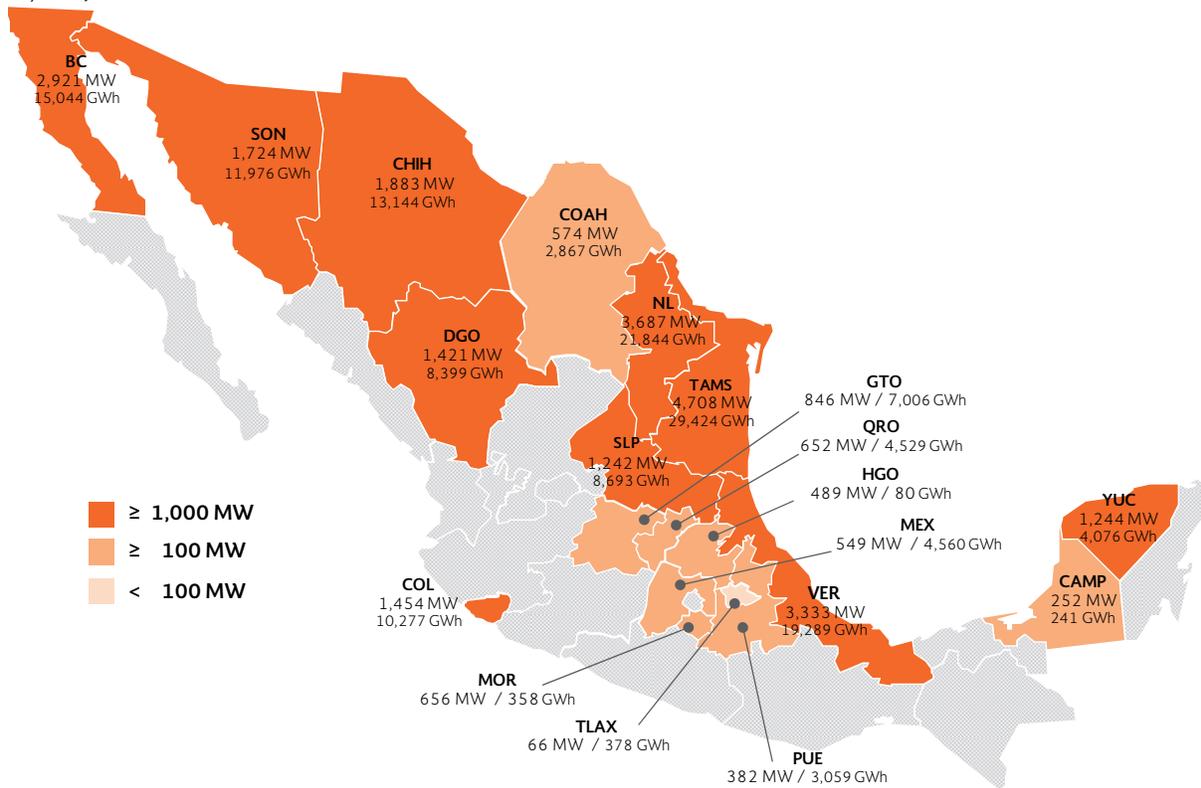
Tecnología	Centrales en operación	Edad media (años)	Mayor antigüedad (años)	Capacidad mínima (MW)	Capacidad máxima (MW)	Capacidad media (MW)	Factor de planta medio (%)	Horas despachadas	Eficiencia (%)	Emissiones emitidas (Mt de CO ₂) ^{4/}
Convencional	526	17	54	0.6	2,778	447	45	3,915	34	122.7
Ciclo combinado	83	12	54	6.5	1,454	338	56	4,841	46	57.2
Termoeléctrica convencional	59	24	54	1.5	2,100	213	33	2,921	30	29.1
Carboeléctrica	3	27	35	1,200	2,778	1,793	61	5,354	39	23.6
Turbogás ^{1/}	131	19	48	0.8	393	39	23	2,041	23	7.3
Combustión Interna	248	9	49	0.6	210	6	10	868	31	2.8
Lecho fluidizado	2	13	13	290	290	290	85	7,463	38	2.7
Limpia	270	17	112	0.4	2,400	450	51	4,454	24	2.7
<i>Renovable</i>	239	19	112	0.4	2,400	76	35	3,101	13	0.3
Hidroeléctrica	86	47	112	0.4	2,400	147	40	3,505	-	0.0
Eólica	45	4	22	0.6	251	93	27	2,395	-	0.0
Geotérmica	8	26	43	10	225	116	73	6,373	-	0.0
Solar	23	2	6	0.7	30	9	16	1,405	-	0.0
Bioenergía ^{2/}	77	16	25	0.8	53	13	21	1,827	13	0.3
<i>Otras</i>	31	14	26	1.0	1,608	825	66	5,807	34	2.4
Nucleoeléctrica	1	26	26	1,608	1,608	1,608	77	6,768	34	0.0
Cogeneración eficiente	30	2	22	1.0	367	42	55	4,846	34	2.4
Total^{3/}	796	17	112	0.4	2,778	448	48	4,184	29	125.4

^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. ^{4/} Estimadas con base en el factor de emisión eléctrico publicado por la CRE

(https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_El_ctrico_Nacional_1.pdf). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE, la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética y la SEMARNAT.

MAPA 2.2.4. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.9. CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Energía Azteca VIII	GTO	03-Occidental	AUT	131	960
2	Energía Azteca X_AUT	BC	08-Baja California	AUT	80	621
3	Energía Chihuahua	CHIH	05-Norte	AUT	50	78
4	Energía San Luis De La Paz	GTO	03-Occidental	AUT	220	1,822
5	Fuerza y Energía de Naco-Nogales	SON	04-Noroeste	AUT	50	317
6	Fuerza y Energía de Tuxpan_AUT	VER	02-Oriental	AUT	30	223
7	Iberdrola Energía Altamira	TAMS	06-Noreste	AUT	60	224
8	Iberdrola Energía del Golfo	TAMS	06-Noreste	AUT	80	117
9	Iberdrola Energía La Laguna	DGO	05-Norte	AUT	101	296
10	Iberdrola Energía Monterrey	NL	06-Noreste	AUT	742	4,416
11	Iberdrola Energía Monterrey, Dulces Nombres II	NL	06-Noreste	AUT	338	1,847
12	Iberdrola Energía Tamazunchale	SLP	06-Noreste	AUT	100	338
13	Ingredion México	QRO	03-Occidental	AUT	29	186
14	Magnelec	COAH	05-Norte	AUT	16	46
15	México Generadora de Energía	SON	04-Noroeste	AUT	470	3,467
16	Techgen_AUT	NL	06-Noreste	AUT	798	6,387
17	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cangrejera	VER	02-Oriental	COG	164	537
18	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Morelos	VER	02-Oriental	COG	172	405
19	Procter & Gamble Manufactura	TLAX	02-Oriental	COG	60	355
20	AES Mérida III	YUC	07-Peninsular	EXP	15	0

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
21	Energía Azteca X_EXP	BC	08-Baja California	EXP	50	474
22	Energía de Baja California	BC	08-Baja California	EXP	337	1,409
23	Termoeléctrica de Mexicali	BC	08-Baja California	EXP	680	2,962
24	Altos Hornos de México	COAH	06-Noreste	GEN	260	1,079
25	Bio Pappel Scribe	QRO	03-Occidental	GEN	32	
26	Braskem Idesa	VER	02-Oriental	GEN	176	906
27	Celulosa de Fibras Mexicanas	TLAX	02-Oriental	GEN	7	23
28	Central Anáhuac	TAMS	06-Noreste	GEN	49	28
29	Central Lomas de Real	TAMS	06-Noreste	GEN	49	20
30	Central Saltillo	COAH	06-Noreste	GEN	50	89
31	Central Valle Hermoso	TAMS	06-Noreste	GEN	50	31
32	Electricidad Águila de Altamira	TAMS	06-Noreste	GEN	49	57
33	Energía Azteca X_GEN	BC	08-Baja California	GEN	219	873
34	Fuerza y Energía de Norte Durango	DGO	05-Norte	GEN	132	208
35	Fuerza y Energía de Tuxpan_GEN	VER	02-Oriental	GEN	135	0
36	Iberdrola Energía Baja California	BC	08-Baja California	GEN	30	137
37	Mexichem Resinas Vinílicas	TAMS	06-Noreste	GEN	16	47
38	México Generadora de Energía	SON	04-Noroeste	GEN	60	0
39	Papelera Industrial Potosina	SLP	03-Occidental	GEN	7	33
40	Techgen_GEN	NL	06-Noreste	GEN	228	
41	Tractebel Energía de Monterrey	NL	06-Noreste	GEN	284	2,014
42	Agua Prieta II	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	409	2,941
43	Centro	MOR	02-Oriental	GEN-CFE	656	358
44	Chihuahua II (El Encino)	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	619	3,274
45	Dos Bocas	VER	02-Oriental	GEN-CFE	452	1,124
46	El Sáuz	QRO	03-Occidental	GEN-CFE	591	4,343
47	Gómez Palacio	DGO	05-Norte	GEN-CFE	240	355
48	Hermosillo	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	227	1,283
49	Huinalá II	NL	06-Noreste	GEN-CFE	471	2,940
50	Huinalá_CC	NL	06-Noreste	GEN-CFE	378	843
51	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)_CC	COL	03-Occidental	GEN-CFE	1,454	10,277
52	Poza Rica	VER	02-Oriental	GEN-CFE	232	1,011
53	Presidente Juárez_CC	BC	08-Baja California	GEN-CFE	743	3,183
54	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	211	885
55	Samalayuca II	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	522	4,432
56	San Lorenzo Potencia	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	382	3,059
57	Tula (Francisco Pérez Ríos)_CC	HGO	01-Central	GEN-CFE	489	80
58	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)_CC	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	220	1,209
59	Valle de México_CC	MEX	01-Central	GEN-CFE	549	4,560
60	AES Mérida III; Mérida III	YUC	07-Peninsular	PIE	484	781
61	Central Anáhuac, Río Bravo II	TAMS	06-Noreste	PIE	495	3,528
62	Central Lomas de Real, Río Bravo III	TAMS	06-Noreste	PIE	495	2,593
63	Central Saltillo, Saltillo	COAH	06-Noreste	PIE	248	1,653
64	Central Valle Hermoso, Río Bravo IV	TAMS	06-Noreste	PIE	500	2,680
65	Compañía de Generación Valladolid, Valladolid III	YUC	07-Peninsular	PIE	525	2,085
66	Electricidad Aguila de Altamira, Altamira II	TAMS	06-Noreste	PIE	495	3,673
67	Electricidad Aguila de Tuxpan, Tuxpan II (Tres Estrellas)	VER	02-Oriental	PIE	495	3,169
68	Electricidad Sol, de Tuxpan, Tuxpan V	VER	02-Oriental	PIE	495	4,028
69	Energía Azteca VIII, El Sáuz - Bajío	GTO	03-Occidental	PIE	495	4,224
70	Energía Azteca X, Mexicali	BC	08-Baja California	PIE	489	3,693
71	Energía Campeche, Transalta Campeche	CAMP	07-Peninsular	PIE	252	241
72	Energía Chihuahua, Transalta Chihuahua	CHIH	05-Norte	PIE	259	2,084
73	Fuerza y Energía de Hermosillo	SON	04-Noroeste	PIE	250	1,869
74	Fuerza y Energía de Naco-Nogales, Naco Nogales	SON	04-Noroeste	PIE	258	2,100
75	Fuerza y Energía de Norte Durango, Norte Durango	DGO	05-Norte	PIE	450	3,749
76	Fuerza y Energía de Tuxpan, Tuxpan III y IV	VER	02-Oriental	PIE	983	7,886

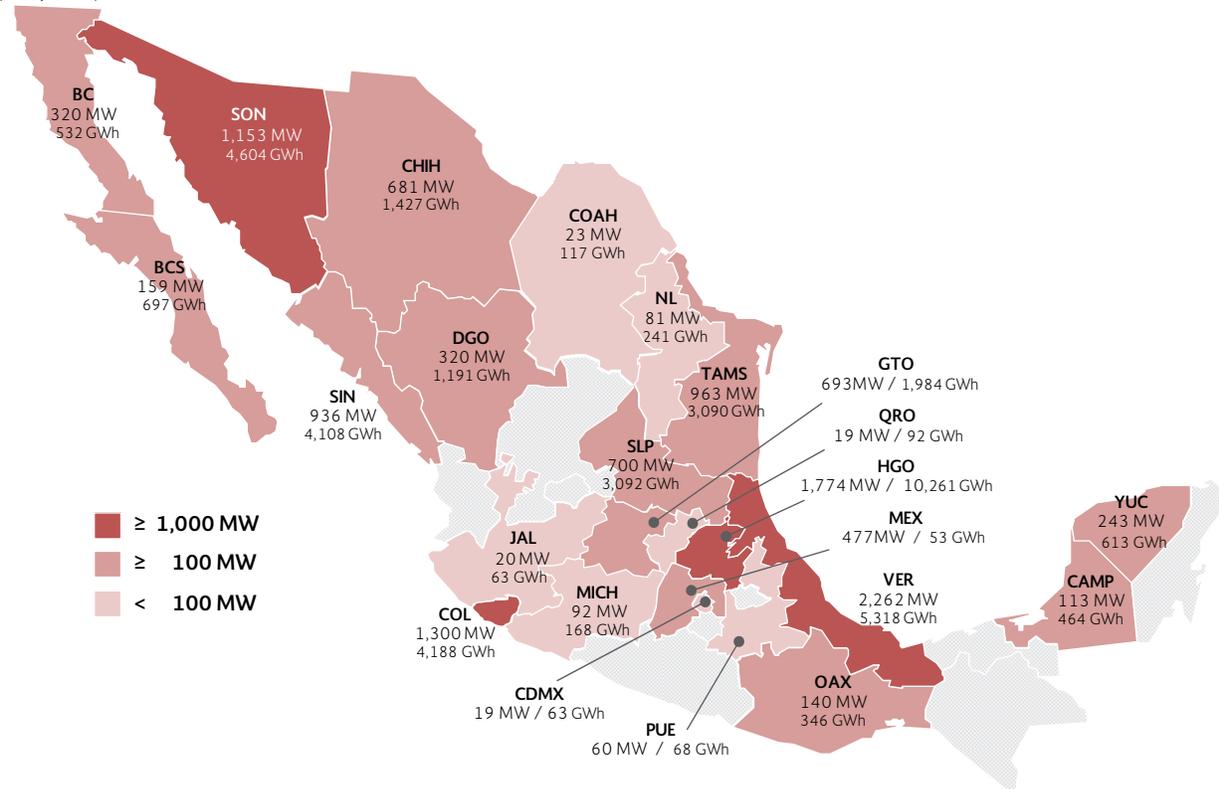
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
77	Iberdrola Energía Altamira, Altamira III y IV	TAMS	06-Noreste	PIE	1,036	8,236
78	Iberdrola Energía Baja California	BC	08-Baja California	PIE	294	1,691
79	Iberdrola Energía del Golfo, Altamira V	TAMS	06-Noreste	PIE	1,121	7,305
80	Iberdrola Energía La Laguna, La Laguna II	DGO	05-Norte	PIE	498	3,791
81	Iberdrola Energía Monterrey, Monterrey III (Dulces Nombres)	NL	06-Noreste	PIE	449	3,397
82	Iberdrola Energía Tamazunchale, Tamazunchale	SLP	06-Noreste	PIE	1,135	8,322
83	KST Electric Power Company, Norte II	CHIH	05-Norte	PIE	433	3,277
Total^{3/}					28,084	165,245

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; EXP: Exportación; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; PIE: Productor Independiente de Energía. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017.

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

MAPA 2.2.5. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.10. CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Agroindustrias del Balsas	MICH	01-Central	AUT	15	0
2	Akra Polyester	TAMS	06-Noreste	AUT	14	53
3	Arcelormittal Lázaro Cárdenas	MICH	01-Central	AUT	40	62
4	Bio Pappel Packaging, Planta de Papel Tizayuca	HGO	01-Central	AUT	35	149
5	Destiladora del Valle	VER	02-Oriental	AUT	2	6
6	Generadora Pondercel	CHIH	05-Norte	AUT	65	204
7	Mexicana De Cobre	SON	04-Noroeste	AUT	37	62
8	México Carbon Manufacturing	TAMS	06-Noreste	AUT	4	23
9	Papeles Ultra	MEX	01-Central	AUT	10	0
10	Ternium México, Planta Puebla	PUE	02-Oriental	AUT	6	26
11	Agroenergía	QRO	03-Occidental	COG	19	92
12	Compañía Cervecera De Coahuila_COG	COAH	06-Noreste	COG	16	86
13	Generadora Petrocel	TAMS	06-Noreste	COG	16	59
14	Grupo Celanese, Complejo Ocotlán	JAL	03-Occidental	COG	13	30
15	Industrias Derivadas del Etileno	VER	02-Oriental	COG	2	2
16	Innophos Fosfatados De México_COG	VER	02-Oriental	COG	6	0
17	Metalúrgica Met-Mex Peñoles	COAH	05-Norte	COG	7	31
18	Minera y Metalúrgica del Boleo_COG	BCS	10-Mulegé	COG	46	236
19	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Poza Rica	VER	02-Oriental	COG	16	30
20	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Independencia	PUE	02-Oriental	COG	54	42
21	Pemex-Refinación, Ing. Antonio M. Amor	GTO	03-Occidental	COG	143	434
22	Pemex-Refinación, Refinería Francisco I. Madero	TAMS	06-Noreste	COG	129	204
23	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas	VER	02-Oriental	COG	64	155
24	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas, Proyecto Reconfiguración	VER	02-Oriental	COG	40	0
25	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime	OAX	02-Oriental	COG	115	277
26	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Hector Lara Sosa	NL	06-Noreste	COG	79	240
27	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	HGO	01-Central	COG	134	317
28	Polioles	MEX	01-Central	COG	3	3
29	Zacapu Power	MICH	03-Occidental	COG	8	6
30	Bio Pappel Printing, Central II	VER	02-Oriental	GEN	12	0
31	Altamira	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	500	2,475
32	Francisco Villa	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	300	467
33	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	484	1,438
34	Lerdo (Guadalupe Victoria)	DGO	05-Norte	GEN-CFE	320	1,191
35	Lerma (Campeche)	CAMP	07-Peninsular	GEN-CFE	113	464
36	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)_TC	COL	03-Occidental	GEN-CFE	1,300	4,188
37	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	616	2,214
38	Mérida II	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	168	428
39	Presidente Juárez_TC	BC	08-Baja California	GEN-CFE	320	532
40	Puerto Libertad	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	632	3,104
41	Punta Prieta II_TC	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	113	461
42	Río Bravo (Emilio Portes Gil) U3	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	300	276
43	Salamanca	GTO	03-Occidental	GEN-CFE	550	1,550
44	Samalayuca	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	316	757
45	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	320	1,894
46	Tula (Francisco Pérez Ríos)_TC	HGO	01-Central	GEN-CFE	1,606	9,794
47	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	VER	02-Oriental	GEN-CFE	2,100	5,041
48	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)_TC	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	75	186
49	Valle de México_TC	MEX	01-Central	GEN-CFE	450	0

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
50	Villa de Reyes	SLP	03-Occidental	GEN-CFE	700	3,092
51	Arcelormittal Las Truchas	MICH	01-Central	U.P.C.	22	65
52	Bio Pappel Scribe_1	MICH	03-Occidental	U.P.C.	4	17
53	Bio Pappel Scribe_2	MICH	03-Occidental	U.P.C.	4	18
54	Cervecería Modelo	CDMX	01-Central	U.P.C.	19	63
55	Cervecería Modelo de Guadalajara	JAL	03-Occidental	U.P.C.	7	33
56	Compañía Cervecera El Trópico	OAX	02-Oriental	U.P.C.	25	69
57	Empaques Modernos San Pablo_TC	MEX	01-Central	U.P.C.	14	50
58	Industria del Alkali	NL	06-Noreste	U.P.C.	2	1
59	Tereftalatos Mexicanos	VER	02-Oriental	U.P.C.	21	84
Total^{3/}					12,546	42,780

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; UPC: Usos Propios Continuos.^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.6. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS Y LECHO FLUIDIZADO 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.11.A. CENTRALES DE GENERACIÓN CARBOELÉCTRICAS 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Carbón II	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	1,400	7,075
2	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	GRO	01-Central	GEN-CFE	2,778	18,081
3	Río Escondido (José López Portillo)	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	1,200	5,400
Total^{3/}					5,378	30,557

^{1/} GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 2.2.11.B. CENTRALES DE GENERACIÓN DE LECHO FLUIDIZADO 2017

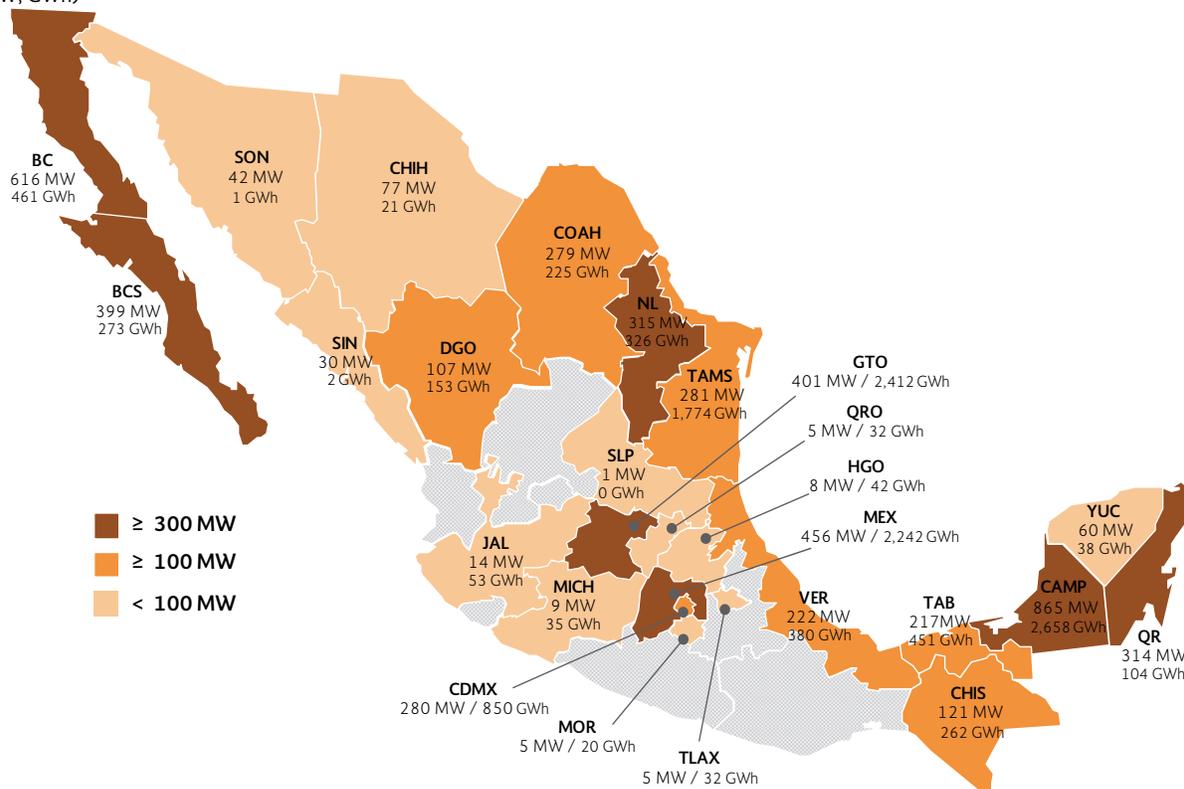
(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Termoeléctrica del Golfo	SLP	06-Noreste	AUT	290	2,227
2	Termoeléctrica Peñoles	SLP	06-Noreste	AUT	290	2,102
Total^{3/}					580	4,329

^{1/} AUT: Autoabastecimiento. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.7. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TURBOGÁS 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.12. CENTRALES DE GENERACIÓN TURBOGÁS 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Abbott Laboratories de México	CDMX	01-Central	AUT	6	12
2	Cargill de México	HGO	01-Central	AUT	8	42
3	Energía Costa Azul	BC	08-Baja California	AUT	182	43
4	Energía de Ramos	COAH	06-Noreste	AUT	200	113
5	Gresaise	TLAX	02-Oriental	AUT	5	32
6	Grimann, Planta Fase 1	MEX	01-Central	AUT	1	1
7	Grimann, Planta Fase 2	MEX	01-Central	AUT	1	3
8	Industrial Papelera Mexicana, Planta Uruapan	MICH	03-Occidental	AUT	8	32
9	Italaise	QRO	03-Occidental	AUT	5	32
10	Mission Hills	GTO	03-Occidental	AUT	8	40
11	Pemex-Exploración y Producción, Barco de Proceso, Yùum K'Ak'Naab	CAMP	07-Peninsular	AUT	62	4
12	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-B	CAMP	07-Peninsular	AUT	23	29
13	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-C	CAMP	07-Peninsular	AUT	28	27
14	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-G	CAMP	07-Peninsular	AUT	11	12
15	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-L	CAMP	07-Peninsular	AUT	25	18
16	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-N	CAMP	07-Peninsular	AUT	6	0
17	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Ku-M	CAMP	07-Peninsular	AUT	15	9
18	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Ku-S	CAMP	07-Peninsular	AUT	14	9
19	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta	CAMP	07-Peninsular	AUT	8	13
20	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Zaaap-C	CAMP	07-Peninsular	AUT	7	0
21	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún Inyección de Agua	CAMP	07-Peninsular	AUT	36	13
22	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	15	5
23	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-D	CAMP	07-Peninsular	AUT	7	9
24	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Akal-J	CAMP	07-Peninsular	AUT	17	25
25	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	10	11
26	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-H	CAMP	07-Peninsular	AUT	15	16
27	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Nohoch-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	14	20
28	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Pol-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	9	10
29	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Rebombeo	CAMP	07-Peninsular	AUT	5	5
30	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C, Compresión Ca-Ac-2	CAMP	07-Peninsular	AUT	13	33
31	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma de Generación Eléctrica, Pg-Zaaap-C	CAMP	07-Peninsular	AUT	100	215
32	Pemex-Exploración y Producción, Sistema de Bombeo Electrocentrífugo para el Campo Ek-Balam	CAMP	07-Peninsular	AUT	17	28
33	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Centro Procesador de Gas Área Coatzacoalcos	VER	02-Oriental	AUT	50	43
34	Pemex-Petroquímica, Terminal Refrigerada Pajaritos	VER	02-Oriental	AUT	14	37
35	Praxair México	TAB	02-Oriental	AUT	16	13
36	Representaciones e Investigaciones Médicas	JAL	03-Occidental	AUT	1	3

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
37	Tecnología En Nitrógeno	TAB	02-Oriental	AUT	7	0
38	Ternium México, Planta Monterrey	NL	06-Noreste	AUT	50	7
39	Urrea Herramientas Profesionales	JAL	03-Occidental	AUT	1	4
40	Vidrio Plano de México	NL	06-Noreste	AUT	11	0
41	Tijuana	BC	08-Baja California	CFE	345	399
42	Vizcaino	BCS	10-Mulegé	CFE	14	9
43	Almidones Mexicanos	JAL	03-Occidental	COG	12	46
44	Bio Pappel	DGO	05-Norte	COG	23	146
45	Bio Pappel Printing	VER	02-Oriental	COG	40	248
46	Compañía de Nitrógeno de Cantarell	CAMP	07-Peninsular	COG	363	2,135
47	CSI en Saltillo	COAH	06-Noreste	COG	3	12
48	El Palacio de Hierro, S. A. De C. V., Sucursal Monterrey	NL	06-Noreste	COG	1	3
49	Empaques Modernos San Pablo_TG	MEX	01-Central	COG	6	32
50	Enertek	TAMS	06-Noreste	COG	168	1,162
51	Fersinsa GB	COAH	06-Noreste	COG	6	18
52	GS Energía	MICH	03-Occidental	COG	1	3
53	Homecare de México	NL	06-Noreste	COG	1	0
54	Industrias Químicas Falcon de México	MOR	01-Central	COG	5	20
55	Innovation Packaging and Process	SLP	03-Occidental	COG	1	0
56	Láminas Acanaladas Infinita_COG	MEX	01-Central	COG	6	2
57	Micase	MEX	01-Central	COG	11	0
58	Pemex-Exploración y Producción, Planta Eléctrica Cárdenas	TAB	02-Oriental	COG	42	33
59	Pemex-Exploración y Producción, Terminal Marítima Dos Bocas	TAB	02-Oriental	COG	71	127
60	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Burgos	TAMS	06-Noreste	COG	20	43
61	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cactus	CHIS	02-Oriental	COG	121	262
62	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cd. Pemex	TAB	02-Oriental	COG	59	221
63	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador La Venta	TAB	02-Oriental	COG	22	58
64	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cosoleacaque	VER	02-Oriental	COG	60	0
65	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Pajaritos	VER	02-Oriental	COG	59	52
66	Procter & Gamble Manufactura, Planta Talismán	CDMX	01-Central	COG	7	24
67	Proteínas Naturales	NL	06-Noreste	COG	6	38
68	Styrolution Mexicana	TAMS	06-Noreste	COG	11	75
69	Tractebel Energía de Pánuco	TAMS	06-Noreste	COG	61	366
70	Absormex CMPC Tissue	TAMS	06-Noreste	GEN	22	128
71	CE G. Sanborns Monterrey_GEN	NL	06-Noreste	GEN	1	0
72	CE G. Sanborns_GEN	CDMX	01-Central	GEN	1	0
73	Compañía Cervecera de Coahuila_GEN	COAH	06-Noreste	GEN	22	42
74	EVM Energía del Valle de México	MEX	01-Central	GEN	129	660
75	Láminas Acanaladas Infinita_GEN	MEX	01-Central	GEN	3	0
76	Lamosa Energía de Monterrey, S. A. de C. V.	NL	06-Noreste	GEN	8	22
77	Petstar	MEX	01-Central	GEN	2	0
78	Aragón	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	186
79	Atenco	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	164
80	Baja California Sur I UME-1	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
81	Baja California Sur I UME-11	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	20	0
82	Cancún	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	102	46
83	Chankanaab	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	53	23
84	Chávez	DGO	05-Norte	GEN-CFE	28	2

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

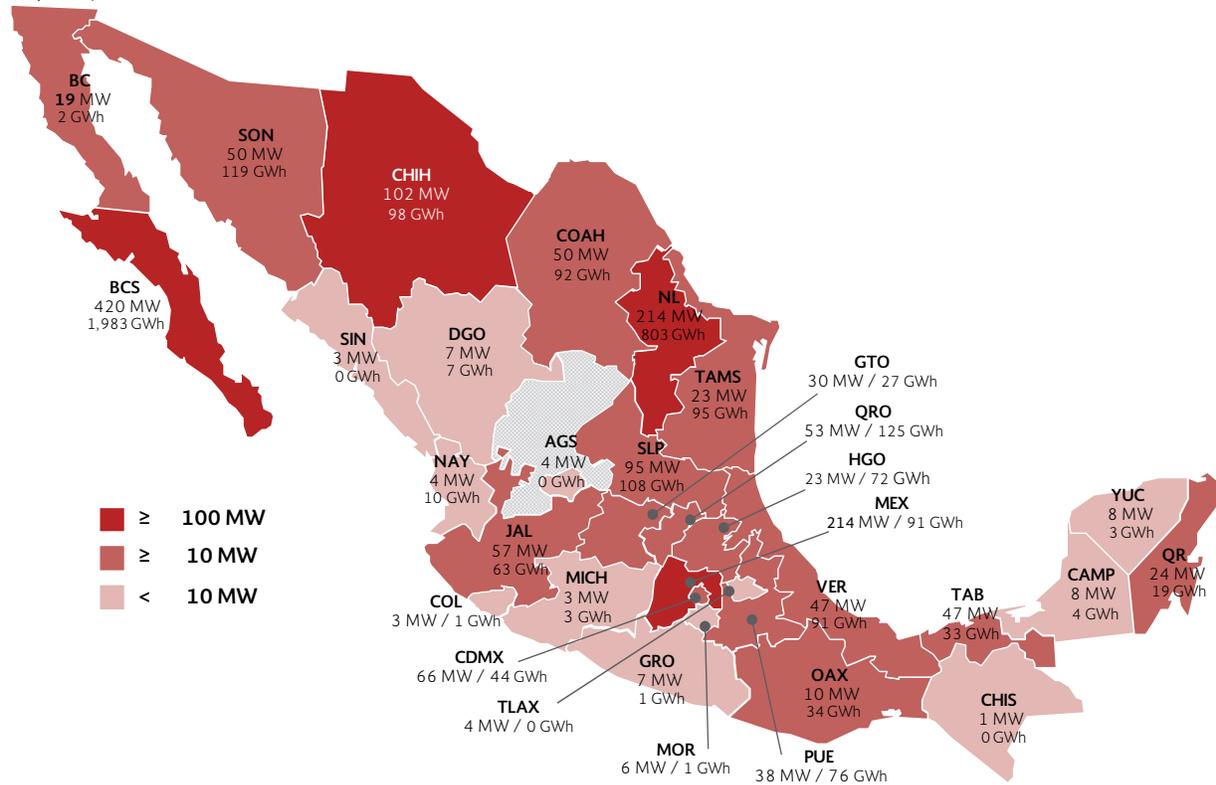
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
85	Ciprés	BC	08-Baja California	GEN-CFE	27	5
86	Ciudad Constitución	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	33	8
87	Ciudad del Carmen	CAMP	07-Peninsular	GEN-CFE	47	12
88	Coapa	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	170
89	Cogeneración Salamanca	GTO	03-Occidental	GEN-CFE	393	2,372
90	Coyotepec	MEX	01-Central	GEN-CFE	64	416
91	Cuautitlán	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	237
92	Culiacán	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	30	2
93	Ecatepec	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	158
94	Fundidora	NL	06-Noreste	GEN-CFE	12	19
95	Guerrero Negro II UME-14	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	13	0
96	Guerrero Negro II UME-8	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	10	4
97	Huinalá_TG	NL	06-Noreste	GEN-CFE	150	123
98	Industrial Caborca	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	42	1
99	Industrial Juárez	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	18	6
100	Iztapalapa	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	174
101	La Laguna_TG	DGO	05-Norte	GEN-CFE	56	5
102	La Paz	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	43	39
103	Leona	NL	06-Noreste	GEN-CFE	24	53
104	Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	85	207
105	Los Cabos UME-10	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	19	0
106	Los Cabos UME-12	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	17	0
107	Los Cabos UME-2	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
108	Los Cabos UME-3	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
109	Los Cabos UME-4	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	26	0
110	Los Cabos UME-9	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	19	0
111	Magdalena	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	145
112	Mérida	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	30	28
113	Mexicali	BC	08-Baja California	GEN-CFE	62	14
114	Monclova	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	48	41
115	Nachi - Cocom	YUC	07-Peninsular	GEN-CFE	30	10
116	Nizuc	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	88	4
117	Nonoalco	CDMX	01-Central	GEN-CFE	106	0
118	Parque	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	59	15
119	Remedios	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	177
120	Santa Cruz	CDMX	01-Central	GEN-CFE	32	139
121	Santa Rosalía UME-15	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	13	6
122	Santa Rosalía UME-7	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	10	0
123	Tecnológico	NL	06-Noreste	GEN-CFE	26	5
124	Universidad	NL	06-Noreste	GEN-CFE	24	57
125	Valle de México UME-5	MEX	01-Central	GEN-CFE	18	67

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
126	Vallejo	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	142
127	Victoria	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	179
128	Villa de las Flores	MEX	01-Central	GEN-CFE	32	3
129	Xul - Ha	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	40	32
130	Xul - Ha UME-13	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	13	0
131	Xul - Ha UME-6	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	19	0
Total^{3/}					5,136	12,849

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.8. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.13. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COMBUSTIÓN INTERNA 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Agnico Eagle México	CHIH	05-Norte	AUT	15	1
2	Agnico Eagle México, Proyecto Mascota	CHIH	05-Norte	AUT	4	1
3	Agnico Sonora	SON	04-Noroeste	AUT	6	19
4	Agribands Purina México	GTO	03-Occidental	AUT	1	1
5	Agropecuaria La Norteña	CHIH	05-Norte	AUT	2	0
6	Alambres Procesados Industriales, Planta Belisario Domínguez 57	HGO	01-Central	AUT	2	0
7	Alfa Corporativo	NL	06-Noreste	AUT	2	0
8	Alimentos Kowi	SON	04-Noroeste	AUT	2	0
9	Auma	CHIH	05-Norte	AUT	2	0
10	Avomex Internacional	COAH	06-Noreste	AUT	4	0
11	Azinsa Aluminio	MEX	01-Central	AUT	1	0
12	Beneficencia Española de La Laguna	COAH	05-Norte	AUT	1	0
13	Bepensa Bebidas	YUC	07-Peninsular	AUT	2	0
14	Bimbo, Planta Baja California	BC	08-Baja California	AUT	3	0
15	Bimbo, Planta Marinela de Baja California	BC	08-Baja California	AUT	1	0
16	Bimbo, Planta Tijuana	BC	08-Baja California	AUT	2	0
17	Bridgestone de México	MOR	01-Central	AUT	2	0
18	Bticino de México	QRO	03-Occidental	AUT	1	0
19	C MT de La Laguna	DGO	05-Norte	AUT	2	0
20	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, Planta Puebla	PUE	02-Oriental	AUT	3	0
21	Coeur Mexicana	CHIH	05-Norte	AUT	22	6
22	Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali	BC	08-Baja California	AUT	2	1
23	Compañía Minera Autlán, Unidad Molango	HGO	02-Oriental	AUT	11	25
24	Compañía Minera Dolores, Área de Campamento	CHIH	05-Norte	AUT	1	2
25	Compañía Minera Dolores, Área de Procesos	CHIH	05-Norte	AUT	11	32
26	Condumex, Planta Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT	3	1
27	Condumex, Planta Latincasa	SLP	03-Occidental	AUT	4	4
28	Continental Automotive Guadalajara México	JAL	03-Occidental	AUT	4	0
29	Continental Automotive Mexicana	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
30	Continental Automotive Mexicana, Planta Cautla	MOR	01-Central	AUT	3	0
31	Cordaflex	QRO	03-Occidental	AUT	3	0
32	Covalence Specialty Materials México	BC	08-Baja California	AUT	2	0
33	Dafmex	BC	08-Baja California	AUT	1	0
34	Desarrollos Mineros San Luis	GRO	02-Oriental	AUT	4	0
35	Don David Gold México_AUT	OAX	02-Oriental	AUT	4	3
36	Draexlmaier Components Automotive De México	SLP	03-Occidental	AUT	2	0
37	El Palacio De Hierro, Sucursal Guadalajara	JAL	03-Occidental	AUT	3	0
38	El Palacio De Hierro, Sucursal Interlomas	MEX	01-Central	AUT	3	0
39	El Palacio De Hierro, Sucursal Villahermosa	TAB	02-Oriental	AUT	2	0
40	Embotelladora del Caribe	QR	07-Peninsular	AUT	2	0
41	Empacadora Celaya	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
42	Ensamblés Hyson	BC	08-Baja California	AUT	2	1
43	Fundilag Hierro	COAH	05-Norte	AUT	2	1

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
44	Ganadería Integral SK	NL	06-Noreste	AUT	3	0
45	Ganadería Integral Vizur	SIN	04-Noroeste	AUT	3	0
46	Generadora La Paz	SLP	03-Occidental	AUT	13	5
47	Geusa de Occidente	MICH	03-Occidental	AUT	3	3
48	Gollek Interamerica	NL	06-Noreste	AUT	3	0
49	Goplás	MEX	01-Central	AUT	1	11
50	Graftech México	NL	06-Noreste	AUT	14	1
51	Grupo Gamesa, Planta Celaya	GTO	03-Occidental	AUT	8	5
52	Grupo Posadas, Planta Fiesta Americana Cancún	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
53	Grupo Telvista	BC	08-Baja California	AUT	2	0
54	Harinera La Espiga	CDMX	01-Central	AUT	2	9
55	Hersmex	NL	06-Noreste	AUT	4	27
56	Hierro Sonora	SON	04-Noroeste	AUT	3	7
57	Hotel Condesa del Mar	GRO	02-Oriental	AUT	1	0
58	Hotel Gran Caribe Real	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
59	Hotelería Del Sudeste, Planta Fiesta Americana Mérida	YUC	07-Peninsular	AUT	2	0
60	Hoteles y Villas Posadas, Planta Fiesta Americana Grand Los Cabos	BCS	09-Baja California Sur	AUT	2	0
61	Impulsora Mexicana de Energía	NL	06-Noreste	AUT	24	0
62	Inmobiliaria Puerta Maya	TAB	02-Oriental	AUT	2	5
63	Innophos Fosfatados de México	VER	02-Oriental	AUT	16	90
64	Inversiones Mallorca	QR	07-Peninsular	AUT	3	1
65	Inversiones Palma	QR	07-Peninsular	AUT	3	1
66	Jacktar	QR	07-Peninsular	AUT	3	4
67	Kellogg de México	QRO	03-Occidental	AUT	6	4
68	Kraft Foods de México	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
69	La Torre del Vigía	MEX	01-Central	AUT	4	1
70	Laboratorios Pisa	JAL	03-Occidental	AUT	10	0
71	Laboratorios Pisa, Planta Tlajomulco	JAL	03-Occidental	AUT	5	0
72	Laboratorios Sophia	JAL	03-Occidental	AUT	2	1
73	Laproba El Águila	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
74	Latinoamericana de Vidrio	MEX	01-Central	AUT	6	0
75	Loma Textil	JAL	03-Occidental	AUT	3	0
76	Mabe México, Planta Saltillo	COAH	06-Noreste	AUT	9	4
77	Mabe Sanyo Compressors	SLP	03-Occidental	AUT	3	1
78	Manantiales La Asunción	PUE	02-Oriental	AUT	2	0
79	Maquilas Teta Kawi	SON	04-Noroeste	AUT	1	0
80	Marindustrias	COL	03-Occidental	AUT	2	1
81	Mega Empack, Planta II	YUC	07-Peninsular	AUT	2	0
82	Minas de la Alta Pimería	CHIH	05-Norte	AUT	9	0
83	Minas de Oro Nacional	SON	04-Noroeste	AUT	19	46
84	Minera Bismark	CHIH	05-Norte	AUT	3	0
85	Minera Real de Ángeles, Unidad El Concheño	CHIH	05-Norte	AUT	24	4
86	Minera Roble	DGO	05-Norte	AUT	2	0
87	Minera y Metalúrgica del Boleo_AUT	BCS	10-Mulegé	AUT	31	27
88	Molymex	SON	04-Noroeste	AUT	2	0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
89	Nemak	NL	06-Noreste	AUT	7	0
90	Nestlé México_MEX	MEX	01-Central	AUT	2	0
91	Nestlé México_QRO	QRO	03-Occidental	AUT	2	0
92	Novatec Pagani	GTO	03-Occidental	AUT	2	0
93	Nusantara de México, Mina Santa Elena	SON	04-Noroeste	AUT	12	47
94	Nutricarsa	YUC	07-Peninsular	AUT	1	3
95	Omya México	QRO	03-Occidental	AUT	6	0
96	Panasonic de México	MEX	01-Central	AUT	3	0
97	Parque de Tecnología Electrónica	JAL	03-Occidental	AUT	7	58
98	Pemex-Exploración y Producción, Centro Operativo Cayo Arcas	CAMP	07-Peninsular	AUT	6	1
99	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C Inyección	CAMP	07-Peninsular	AUT	1	0
100	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Eco-1	CAMP	07-Peninsular	AUT	1	1
101	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Habitacional Litoral Tabasco Ha-Lt-01	TAB	07-Peninsular	AUT	5	2
102	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina Complejo Ixtoc-A	CAMP	07-Peninsular	AUT	1	2
103	Plastibolsa	CDMX	01-Central	AUT	2	0
104	Plásticos Irisagua	JAL	03-Occidental	AUT	4	1
105	Plásticos y Materias Primas	JAL	03-Occidental	AUT	5	2
106	Polímeros y Derivados, Planta El Carmen	GTO	03-Occidental	AUT	2	3
107	Pollo de Querétaro	QRO	03-Occidental	AUT	2	0
108	Posadas de Latinoamérica, Planta Fiesta Americana Grand Agua	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
109	Posco México	TAMS	06-Noreste	AUT	21	77
110	Printpack Packaging de México	QRO	03-Occidental	AUT	2	0
111	Productos Farmacéuticos, Planta Aguascalientes	AGS	03-Occidental	AUT	4	0
112	Productos Urólogos de México	BC	08-Baja California	AUT	3	0
113	Promotores Inmobiliarios El Caracol	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
114	Proteína Animal	JAL	03-Occidental	AUT	4	1
115	Qualtia Alimentos Operaciones	MEX	01-Central	AUT	5	22
116	Residuos Industriales Multiquim	NL	06-Noreste	AUT	2	1
117	Rivera Mayan	QR	07-Peninsular	AUT	4	1
118	Royal Porto	QR	07-Peninsular	AUT	1	0
119	Sabritas	SON	04-Noroeste	AUT	3	0
120	Sabritas, Planta Orizaba	VER	02-Oriental	AUT	3	0
121	Saint Gobain Vetrotex América	TLAX	02-Oriental	AUT	4	0
122	Sales del Istmo_1	VER	02-Oriental	AUT	1	0
123	Sales del Istmo_2	VER	02-Oriental	AUT	3	0
124	Sánchez y Martín	JAL	03-Occidental	AUT	2	0
125	Sasa del Pacífico	GRO	02-Oriental	AUT	1	1
126	Schering Plough	CDMX	01-Central	AUT	6	6
127	Secretaria de Seguridad Pública, Planta Colonia Penal Federal	NAY	03-Occidental	AUT	3	10
128	Sekisui S-Lec México	MOR	01-Central	AUT	1	0
129	Silices de Veracruz	VER	02-Oriental	AUT	7	1

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
130	Sistema de Agua y Saneamiento Metropolitano de Veracruz, Boca del Río y Medellín	VER	02-Oriental	AUT	3	0
131	Solvay & CPC Barium Strontium Monterrey	NL	06-Noreste	AUT	2	0
132	Sony Nuevo Laredo	TAMS	06-Noreste	AUT	2	18
133	Sulzer Pumps México	MEX	01-Central	AUT	6	0
134	Tablex Miller	SON	04-Noroeste	AUT	1	0
135	TCP Energy	MEX	01-Central	AUT	158	10
136	Tecnologías para el Cuidado Ambiental	SLP	03-Occidental	AUT	2	2
137	Teléfonos d México, Central Cuautitlán de Romero Rubio	MEX	01-Central	AUT	1	0
138	Teléfonos de México, Central Aragón	CDMX	01-Central	AUT	1	0
139	Teléfonos de México, Central Atzacualco	CDMX	01-Central	AUT	1	0
140	Teléfonos de México, Central Azteca Metro	MEX	01-Central	AUT	1	0
141	Teléfonos de México, Central Aztecas	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
142	Teléfonos de México, Central Bandera	JAL	03-Occidental	AUT	1	0
143	Teléfonos de México, Central Bosques Del Lago	MEX	01-Central	AUT	1	0
144	Teléfonos de México, Central C.T. Mixcoac	CDMX	01-Central	AUT	1	0
145	Teléfonos de México, Central Carrasco	CDMX	01-Central	AUT	1	0
146	Teléfonos de México, Central Chamizal	MEX	01-Central	AUT	1	0
147	Teléfonos de México, Central Chapalita	JAL	03-Occidental	AUT	1	0
148	Teléfonos de México, Central Coatzacoalcos	VER	02-Oriental	AUT	1	0
149	Teléfonos de México, Central Colima	COL	03-Occidental	AUT	1	0
150	Teléfonos de México, Central Copérnico	CHIH	05-Norte	AUT	1	0
151	Teléfonos de México, Central Corregidora	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
152	Teléfonos de México, Central Culhuacán	CDMX	01-Central	AUT	2	0
153	Teléfonos de México, Central Cultura	NAY	03-Occidental	AUT	1	0
154	Teléfonos de México, Central Ejército de Oriente	CDMX	01-Central	AUT	1	0
155	Teléfonos de México, Central Estrella	CDMX	01-Central	AUT	2	0
156	Teléfonos de México, Central Fuentes	COAH	05-Norte	AUT	1	0
157	Teléfonos de México, Central Fuertes	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
158	Teléfonos de México, Central Guadalupe Metropolitana	CDMX	01-Central	AUT	1	0
159	Teléfonos de México, Central Hidalgo II	GRO	02-Oriental	AUT	1	0
160	Teléfonos de México, Central La Paz	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
161	Teléfonos de México, Central Lerdo Tops	VER	02-Oriental	AUT	1	0
162	Teléfonos de México, Central Los Tollocan	MEX	01-Central	AUT	1	0
163	Teléfonos de México, Central Malinche	CDMX	01-Central	AUT	1	0
164	Teléfonos de México, Central Mirador	MOR	01-Central	AUT	1	0
165	Teléfonos de México, Central Montejo	YUC	07-Peninsular	AUT	1	0
166	Teléfonos de México, Central Paseo	TAB	02-Oriental	AUT	1	0
167	Teléfonos de México, Central Pedro Moreno	GTO	03-Occidental	AUT	1	0
168	Teléfonos de México, Central Petrolera	VER	02-Oriental	AUT	1	0
169	Teléfonos de México, Central Plaza Mérida	YUC	07-Peninsular	AUT	1	0
170	Teléfonos de México, Central Popocatepetl I	CDMX	01-Central	AUT	2	0
171	Teléfonos de México, Central Popotla	CDMX	01-Central	AUT	1	0
172	Teléfonos de México, Central Revolución	HGO	01-Central	AUT	1	0
173	Teléfonos de México, Central Roma I	CDMX	01-Central	AUT	3	0
174	Teléfonos de México, Central San Jerónimo	CDMX	01-Central	AUT	1	0
175	Teléfonos de México, Central Santa Fé	NL	06-Noreste	AUT	1	0
176	Teléfonos de México, Central Satélite	MEX	01-Central	AUT	1	0
177	Teléfonos de México, Central Tlaquepaque	JAL	03-Occidental	AUT	2	0
178	Teléfonos de México, Central Tuxtla Gutiérrez	CHIS	02-Oriental	AUT	1	0
179	Teléfonos de México, Central Vallarta	JAL	03-Occidental	AUT	1	0
180	Teléfonos de México, Central Vallejo	CDMX	01-Central	AUT	2	0
181	Teléfonos de México, Central Yáñez	SON	04-Noroeste	AUT	1	0

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

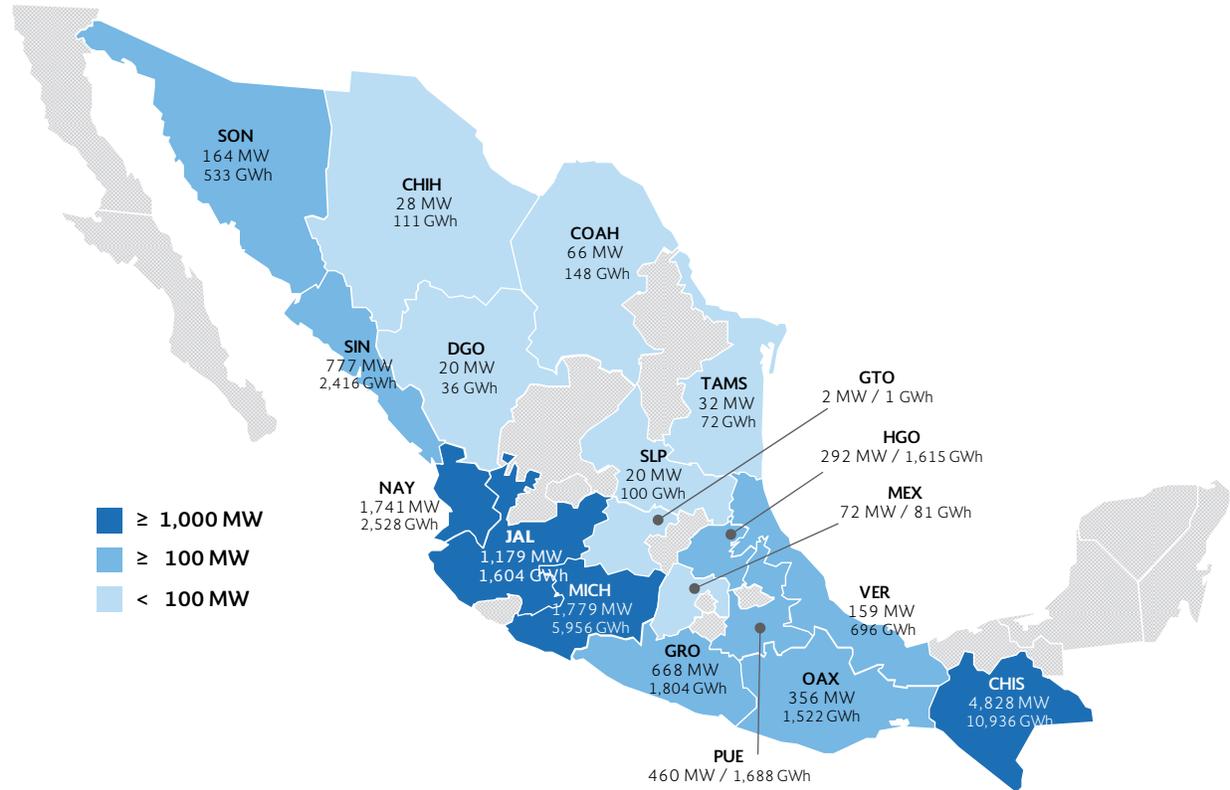
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
182	Teléfonos de México, Central Zaragoza	CDMX	01-Central	AUT	1	0
183	Teléfonos de México, Centro Administrativo Cuautitlán Izcalli	MEX	01-Central	AUT	1	0
184	Teléfonos de México, Centro Administrativo Lada	CDMX	01-Central	AUT	1	0
185	Teléfonos de México, Centro Administrativo Nextengo	CDMX	01-Central	AUT	5	0
186	Teléfonos de México, Centro Administrativo San Juan	CDMX	01-Central	AUT	6	0
187	Teléfonos de México, Centro Administrativo Verónica	CDMX	01-Central	AUT	2	0
188	Teléfonos de México, Centro de Trabajo Lindavista	CDMX	01-Central	AUT	1	0
189	Teléfonos de México, Centro Telefónico Puebla	PUE	02-Oriental	AUT	2	0
190	Teléfonos del Noroeste, Central Árbol III	BC	08-Baja California	AUT	2	0
191	Teléfonos del Noroeste, Central Lomas	BC	08-Baja California	AUT	1	0
192	Teléfonos del Noroeste, Central Principal	BC	08-Baja California	AUT	1	0
193	Ternium México, Planta Apm	NL	06-Noreste	AUT	5	0
194	The Royal Cancún	QR	07-Peninsular	AUT	2	0
195	Valeo Térmico	SLP	03-Occidental	AUT	4	0
196	Vidrio Formas	MEX	01-Central	AUT	3	0
197	Yoggo de México	SLP	03-Occidental	AUT	1	0
198	Los Cabos UME-17 y 21	BCS	09-Baja California Sur	CFE	4	0
199	Santa Rosalía UME-19 y 20	BCS	10-Mulegé	CFE	3	0
200	Becton Dickinson de México	MEX	01-Central	COG	7	24
201	Cartones Ponderosa	QRO	03-Occidental	COG	20	105
202	Clarum Energy	DGO	05-Norte	COG	3	6
203	Cobielec	PUE	02-Oriental	COG	3	7
204	Energía Bidarena	MEX	01-Central	COG	6	23
205	Eurocopoter de México, Planta Querétaro	QRO	03-Occidental	COG	3	2
206	Industrias Feroplásticas, S. A. De C. V.	QRO	03-Occidental	COG	1	0
207	Productora Nacional de Papel	SLP	03-Occidental	COG	17	75
208	Prup	HGO	01-Central	COG	5	32
209	Sigma Alimentos Centro, Planta Atitalaquia	HGO	01-Central	COG	3	7
210	Central Generadora Eléctrica Huinalá	NL	06-Noreste	EXP	120	774
211	Atco-Ranman Energía SLP	SLP	03-Occidental	GEN	41	10
212	Axtel	QRO	03-Occidental	GEN	5	2
213	B-Energy Industries	CHIH	05-Norte	GEN	8	51
214	Biotech Power	GTO	03-Occidental	GEN	5	16
215	Caterpillar México	NL	06-Noreste	GEN	6	0
216	Caterpillar Torreón	COAH	05-Norte	GEN	6	0
217	CE G. Sanborns, Central Coacalco	MEX	01-Central	GEN	1	0
218	Central España	CDMX	01-Central	GEN	3	0
219	Central Generadora Eléctrica Huinalá	NL	06-Noreste	GEN	23	0
220	Central Irapuato	GTO	03-Occidental	GEN	4	0
221	Central Reforma	CDMX	01-Central	GEN	3	0
222	Cuprum	MEX	01-Central	GEN	2	0
223	Don David Gold México	OAX	02-Oriental	GEN	7	31
224	Fabricaciones Especializadas	DGO	05-Norte	GEN	1	0
225	Fermicaise	CDMX	01-Central	GEN	16	29
226	Givaudan de México	QRO	03-Occidental	GEN	3	11
227	Granjas Carroll de México, Central Perote	VER	02-Oriental	GEN	7	0
228	Industrial Papelera San Luis	SLP	03-Occidental	GEN	2	0
229	La Encantada Procesadora de Minerales	COAH	05-Norte	GEN	13	7

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
230	Laminados de Barro	COAH	06-Noreste	GEN	2	6
231	Metaloides	PUE	02-Oriental	GEN	22	59
232	Multiservicios 2001	GTO	03-Occidental	GEN	1	0
233	Parras Cone de México	COAH	05-Norte	GEN	8	48
234	Pasteurizadora Maulec	PUE	02-Oriental	GEN	1	6
235	Pemex-Exploración y Producción, Central Centro de Proceso Litoral-A	TAB	02-Oriental	GEN	38	26
236	Quimi-Kao	JAL	03-Occidental	GEN	1	0
237	Refractarios Básicos	COAH	06-Noreste	GEN	5	27
238	Ronal San Luis	SLP	03-Occidental	GEN	6	12
239	Sabormex	PUE	02-Oriental	GEN	3	4
240	Tizayuca Textil Vuva	HGO	01-Central	GEN	2	8
241	Baja California Sur I	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	210	1,260
242	Guerrero Negro II (Vizcaño)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	22	70
243	Holbox	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	3	13
244	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	09-Baja California Sur	GEN-CFE	104	576
245	Santa Rosalía	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	7	14
246	Santa Rosalía UME-16 y 18	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	5	0
247	Compañía Occidental Mexicana	BCS	09-Baja California Sur	U.P.C.	9	9
248	Exportadora de Sal, Planta Guerrero Negro e Isla de Cedros	BCS	10-Mulegé	U.P.C.	22	27
Total^{3/}					1,634	4,006

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; CFE: Comisión Federal de Electricidad; COG: Cogeneración; EXP: Exportación; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; UPC: Usos Propios Continuos. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas que notificaron su baja en 2017. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.9.A. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.14. CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, Planta Orizaba	VER	02-Oriental	AUT	10	14
2	Compañía De Energía Mexicana, Planta Atexcaco	PUE	02-Oriental	AUT	36	240
3	Compañía Eléctrica Carolina	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
4	Electricidad del Golfo	VER	02-Oriental	AUT	35	104
5	Energía EP	PUE	02-Oriental	AUT	0	2
6	Generadora Eléctrica San Rafael	NAY	03-Occidental	AUT	29	100
7	Gobierno del Estado de Michoacán de Ocampo	MICH	03-Occidental	AUT	4	18
8	Hidroeléctrica Arco Iris	JAL	03-Occidental	AUT	8	38
9	Hidroeléctrica Cajón de Peña	JAL	03-Occidental	AUT	2	6
10	Hidroelectricidad del Pacífico	JAL	03-Occidental	AUT	9	29
11	Hidrorizaba	VER	02-Oriental	AUT	2	7
12	Hidrorizaba II	VER	02-Oriental	AUT	4	13
13	Ingenio Tamazula, Planta Santa Cruz	JAL	03-Occidental	AUT	1	1
14	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	GRO	02-Oriental	AUT	30	72
15	Papelera Veracruzana	VER	02-Oriental	AUT	1	6
16	Primero Empresa Minera	DGO	05-Norte	AUT	20	36
17	Procesamiento Energético Mexicano	VER	02-Oriental	AUT	11	52
18	Proveedora de Electricidad de Occidente	JAL	03-Occidental	AUT	19	44
19	Zagis	VER	02-Oriental	AUT	2	0
20	Generadora Fénix, Alameda	MEX	01-Central	GEN	7	33
21	Generadora Fénix, Lerma (Tepuxtepec)	MICH	01-Central	GEN	71	247

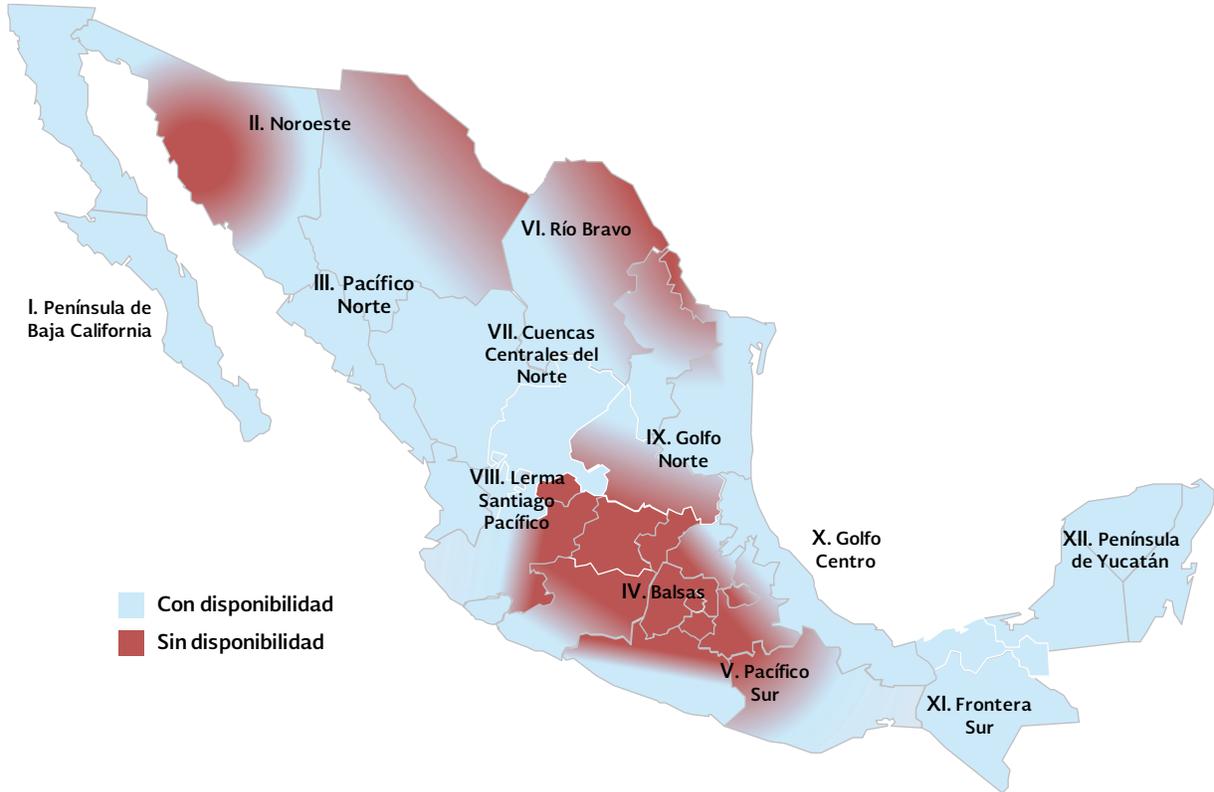
No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
22	Generadora Fénix, Necaxa	PUE	01-Central	GEN	109	361
23	Generadora Fénix, Patla	PUE	01-Central	GEN	45	155
24	Generadora Fénix, Tepexic	PUE	01-Central	GEN	45	168
25	Agua Prieta (Valentín Gómez Farías)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	240	218
26	Aguamilpa Solidaridad	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	960	1,543
27	Angostura (Belisario Domínguez)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	900	1,795
28	Bacurato	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	92	290
29	Bartolinas	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	0.8	2
30	Bombaná	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	5	22
31	Boquilla	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	25	102
32	Botello	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	18	78
33	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	GRO	02-Oriental	GEN-CFE	600	1,611
34	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	2,400	4,615
35	Chilapan	VER	02-Oriental	GEN-CFE	26	121
36	Cóbano	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	60	265
37	Colimilla	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	51	72
38	Colina	CHIH	05-Norte	GEN-CFE	3	9
39	Colotlipa	GRO	02-Oriental	GEN-CFE	8	35
40	Comedero (Raúl J. Marsal)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	100	344
41	Cupatitzio	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	80	450
42	El Cajón (Leonardo Rodríguez A.)	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	750	873
43	El Fuerte (27 de Septiembre)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	59	355
44	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	135	407
45	El Retiro (José Cecilio del Valle)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	21	97
46	El Salto (Camilo Arriaga)	SLP	06-Noreste	GEN-CFE	18	90
47	Electroquímica	SLP	06-Noreste	GEN-CFE	1	6
48	Encanto	VER	02-Oriental	GEN-CFE	10	64
49	Falcón	TAMS	06-Noreste	GEN-CFE	32	72
50	Huites (Luis Donaldo Colosio)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	422	1,062
51	Humaya	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	90	315
52	Infiernillo	MICH	01-Central	GEN-CFE	1,200	3,409
53	Intermedia (Luis Marcial Rojas)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	5	11
54	Itzicuaró	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	1	4
55	Ixtaczoquitlán	VER	02-Oriental	GEN-CFE	2	13
56	Jumatán	NAY	03-Occidental	GEN-CFE	2	11
57	La Amistad	COAH	06-Noreste	GEN-CFE	66	148
58	La Venta (Ambrosio Figueroa)	GRO	02-Oriental	GEN-CFE	30	86
59	La Yesca (Alfredo Elías Ayub)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	750	853
60	Malpaso	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	1,080	2,935
61	Mazatepec	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	220	748
62	Micos	SLP	06-Noreste	GEN-CFE	1	4
63	Minas	VER	02-Oriental	GEN-CFE	15	92
64	Mocúzari	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	10	41
65	Oviachic	SON	04-Noroeste	GEN-CFE	19	85
66	Peñitas (Ángel Albino Corzo)	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	420	1,463
67	Platanal	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	13	45
68	Portezuelo I	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	2	10
69	Portezuelo II	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	2	5
70	Puente Grande	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	9	33
71	San Pedro Porúas	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	3	3
72	Sanalona (Salvador Alvarado)	SIN	04-Noroeste	GEN-CFE	14	50
73	Santa Bárbara	MEX	01-Central	GEN-CFE	23	1
74	Santa Rosa (General Manuel M. Diéguez)	JAL	03-Occidental	GEN-CFE	70	268
75	Schpoiná	CHIS	02-Oriental	GEN-CFE	2	9
76	Tamazulapan	OAX	02-Oriental	GEN-CFE	2	7
77	Temascal	OAX	02-Oriental	GEN-CFE	354	1,515
78	Texolo	VER	02-Oriental	GEN-CFE	2	12
79	Tingambato	MEX	01-Central	GEN-CFE	42	46
80	Tirio	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	1	3
81	Tuxpango	VER	02-Oriental	GEN-CFE	39	197
82	Villita (José María Morelos)	MICH	01-Central	GEN-CFE	320	1,381
83	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	HGO	03-Occidental	GEN-CFE	292	1,615
84	Zumpimito	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	8	52

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
85	Hidroeléctrica de Tacotán	JAL	03-Occidental	P.P.	6	4
86	Hidroeléctrica Trigomil	JAL	03-Occidental	P.P.	8	28
Total^{3/}					12,642	31,848

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; P.P.: Pequeña Producción. ^{2/} Incluye la generación reportada por la central La Venta (Ambrosio Figueroa) que al cierre de 2016 se encontraba en baja temporal. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017.

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

MAPA 2.2.9.B. CUENCAS DE LAS REGIONES HIDROLÓGICAS ADMINISTRATIVAS



Fuente: Elaborado por la SENER con información del Atlas Digital del Agua del Sistema de Información del Agua; Comisión Nacional del Agua.

MAPA 2.2.10. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.15. CENTRALES DE GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA 2017

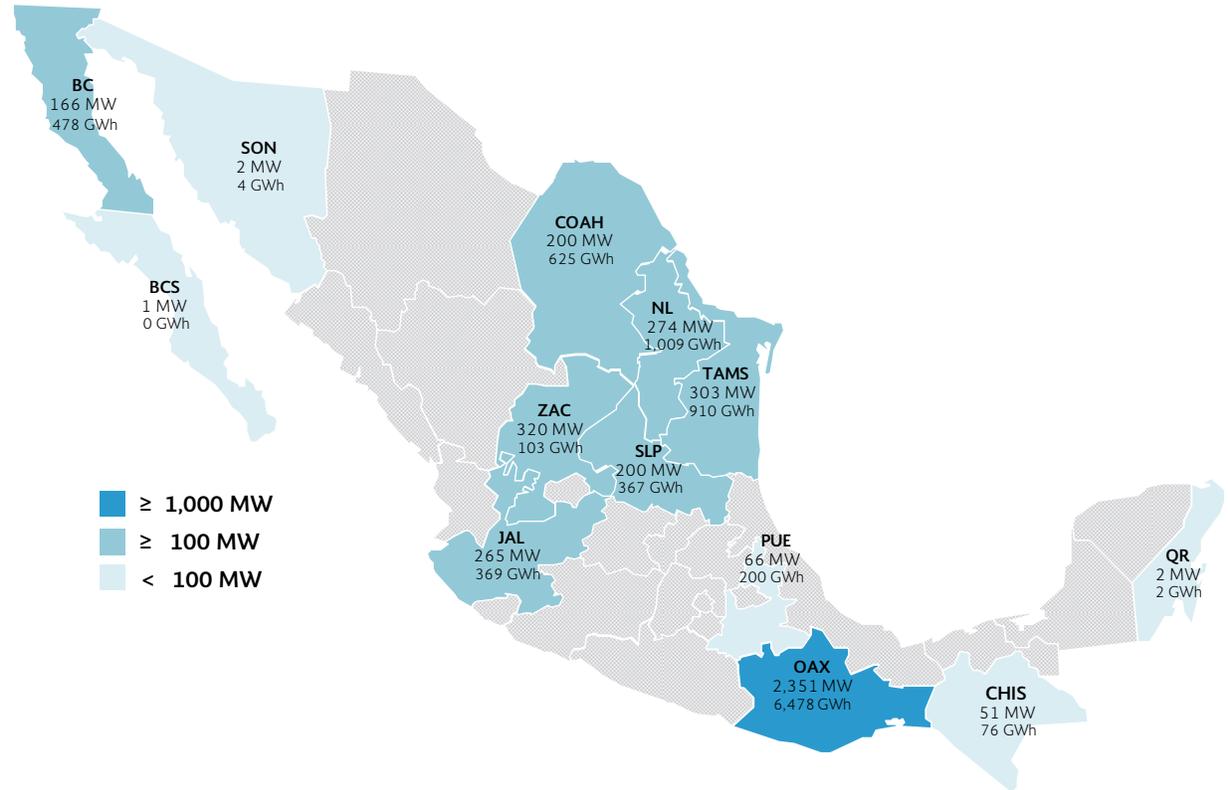
(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Laguna Verde	VER	02-Oriental	GEN-CFE	1,608	10,883
Total^{3/}					1,608	10,883

^{1/} GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.11. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES EÓLICAS 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.16. CENTRALES DE GENERACIÓN EÓLICA 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Bii Nee Stipa Energía Eólica	OAX	02-Oriental	AUT	26	70
2	Compañía Eólica de Tamaulipas	TAMS	06-Noreste	AUT	54	188
3	Compañía Eólica La Mesa	TAMS	06-Noreste	AUT	50	92
4	Compañía Eoloeléctrica de Ciudad Victoria	TAMS	06-Noreste	AUT	50	186
5	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1	OAX	02-Oriental	AUT	90	219
6	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 2, Parque Eólico Piedra Larga Fase 2	OAX	02-Oriental	AUT	138	373
7	Dominica Energía Limpia	SLP	03-Occidental	AUT	200	367
8	Eléctrica del Valle De México	OAX	02-Oriental	AUT	68	168
9	Energía Limpia de Palo Alto	JAL	03-Occidental	AUT	200	197
10	Eoliatec del Istmo	OAX	02-Oriental	AUT	164	458
11	Eoliatec del Pacífico	OAX	02-Oriental	AUT	160	425
12	Eólica de Arriaga	CHIS	02-Oriental	AUT	32	75
13	Eólica de Coahuila	COAH	06-Noreste	AUT	200	625
14	Eólica Dos Arbolitos	OAX	02-Oriental	AUT	70	199
15	Eólica El Retiro	OAX	02-Oriental	AUT	74	173
16	Eólica Los Altos	JAL	03-Occidental	AUT	65	172
17	Eólica Santa Catarina	NL	06-Noreste	AUT	22	37
18	Eólica Tres Mesas	TAMS	06-Noreste	AUT	62.7	204
19	Eólica Tres Mesas 2	TAMS	06-Noreste	AUT	86	240
20	Eólica Zopilote	OAX	02-Oriental	AUT	70	205
21	Eurus	OAX	02-Oriental	AUT	251	803
22	Fuerza Eólica del Istmo	OAX	02-Oriental	AUT	80	116
23	Fuerza y Energía Bii Hioxo	OAX	02-Oriental	AUT	234	647
24	Generadores Eólicos de México	CHIS	02-Oriental	AUT	19	1
25	MPG La Bufa	ZAC	03-Occidental	AUT	180	0
26	Municipio de Mexicali	BC	08-Baja California	AUT	10	25
27	Parques Ecológicos de México	OAX	02-Oriental	AUT	102	244
28	PE Ingenio	OAX	02-Oriental	AUT	50	188
29	PIER II Quecholac Felipe Ángeles	PUE	02-Oriental	AUT	66	200
30	Stipa Nayaa	OAX	02-Oriental	AUT	74	215
31	Ventika	NL	06-Noreste	AUT	126	475
32	Ventika II	NL	06-Noreste	AUT	126	497
33	Vientos del Altiplano	ZAC	06-Noreste	AUT	140	103
34	Energía Sierra Juárez	BC	08-Baja California	EXP	156	453
35	Energía Sonora PPE	SON	04-Noroeste	GEN	2	4
36	La Venta I-II	OAX	02-Oriental	GEN-CFE	84	103
37	Puerto Viejo (Guerrero Negro)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	1	0
38	Yuumil'ik	QR	07-Peninsular	GEN-CFE	2	2
39	Instituto de Investigaciones Electricas	OAX	02-Oriental	P.P.	5	0
40	CE Oaxaca Cuatro, Oaxaca IV	OAX	02-Oriental	PIE	102	381
41	CE Oaxaca Dos, Oaxaca II	OAX	02-Oriental	PIE	102	344
42	CE Oaxaca Tres, Oaxaca III	OAX	02-Oriental	PIE	102	307
43	Energías Ambientales de Oaxaca, Oaxaca I	OAX	02-Oriental	PIE	102	266
44	Energías Renovables La Mata, La Mata (Sureste I fase II)	OAX	02-Oriental	PIE	102	317
45	Energías Renovables Venta III, La Venta III	OAX	02-Oriental	PIE	103	256
Total^{3/}					4,199	10,620

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; EXP: Exportación; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; P.P: Pequeña Producción; PIE: Productor Independiente de Energía.^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017.

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

MAPA 2.2.12.A. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.17. CENTRALES DE GENERACIÓN GEOTERMOELÉCTRICA 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Geotérmica para el Desarrollo	NAY	03-Occidental	AUT	52	153
2	Cerro Prieto I	BC	08-Baja California	GEN-CFE	30	232
3	Cerro Prieto II	BC	08-Baja California	GEN-CFE	220	1,426
4	Cerro Prieto III	BC	08-Baja California	GEN-CFE	220	1,007
5	Cerro Prieto IV	BC	08-Baja California	GEN-CFE	100	859
6	Los Azufres	MICH	03-Occidental	GEN-CFE	225	1,760
7	Los Humeros	PUE	02-Oriental	GEN-CFE	69	557
8	Tres Vírgenes	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	10	47
Total^{3/}					926	6,041

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

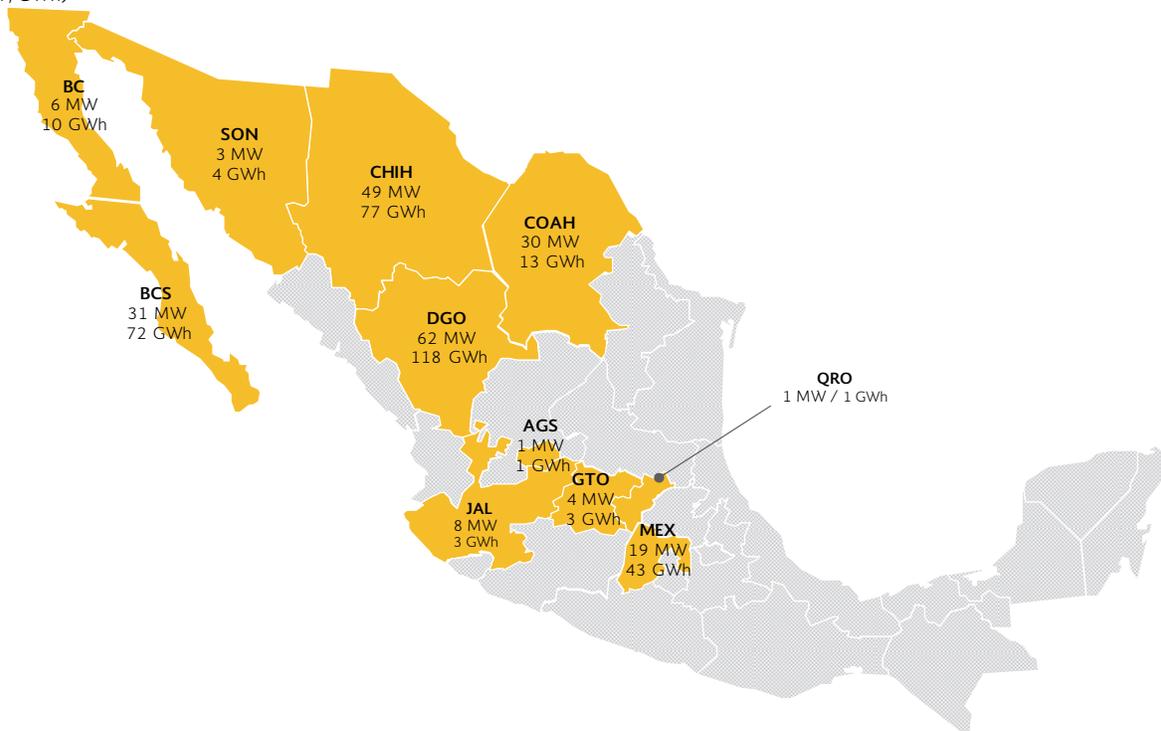
MAPA 2.2.12.B. PERMISOS Y CONCESIONES OTORGADOS EN GEOTERMIA



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE y de la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética

MAPA 2.2.13. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES SOLARES 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.18. CENTRALES DE GENERACIÓN SOLAR 2017

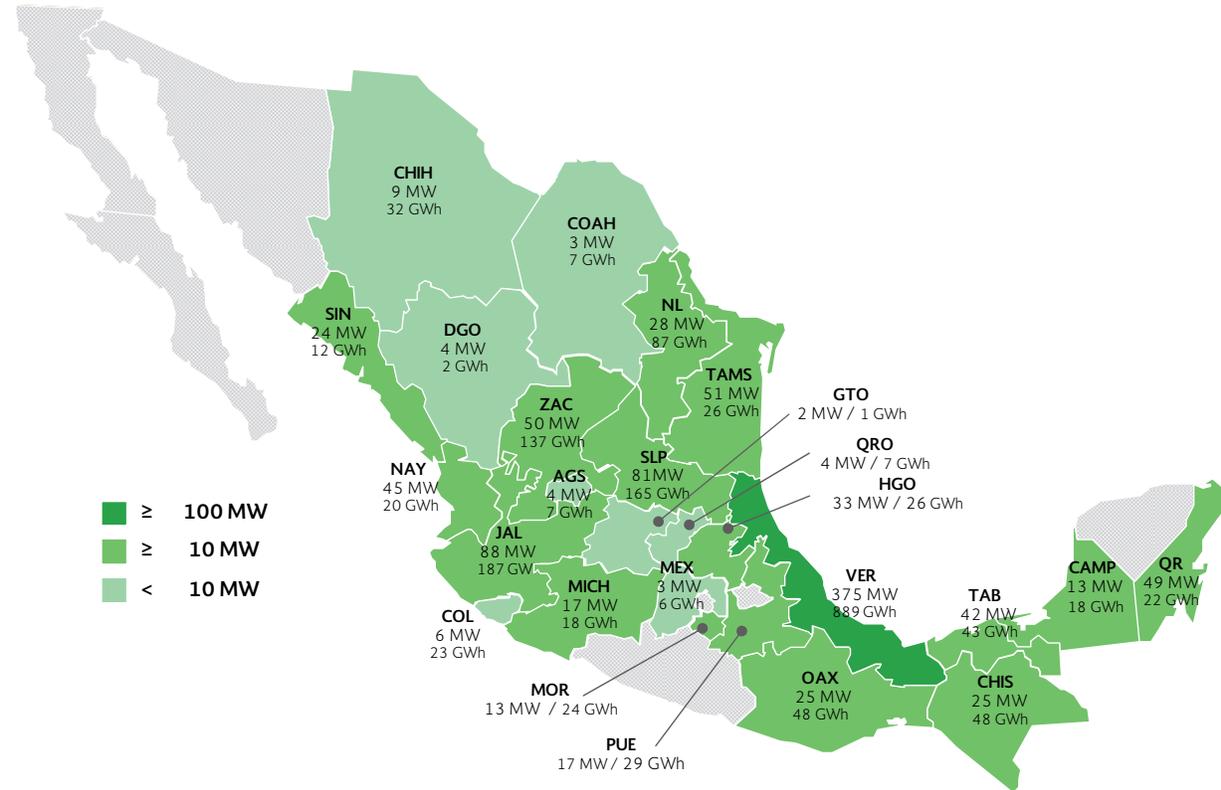
(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Autoabastecimiento Renovable	AGS	03-Occidental	AUT	1	1
2	Coppel	SON	04-Noroeste	AUT	1	2
3	Ecopur	GTO	03-Occidental	AUT	3	1
4	Generadora Solar Apaseo	GTO	03-Occidental	AUT	1	2
5	Iusasol 1	MEX	01-Central	AUT	18	43
6	Iusasol Base	MEX	01-Central	AUT	1	1
7	Los Santos Solar I	CHIH	05-Norte	AUT	20	16
8	Oomapas Nogales	SON	04-Noroeste	AUT	1	1
9	Parque Solar Coahuila	COAH	05-Norte	AUT	20	9
10	Plamex	BC	08-Baja California	AUT	1	1
11	Prosolia Internacional de México	QRO	03-Occidental	AUT	1	1
12	Fortius Electromecánica	JAL	03-Occidental	GEN	8	3
13	Parque Solar Villanueva Tres	COAH	06-Noreste	GEN	10	4
14	Productora Yoreme	SON	04-Noroeste	GEN	1	1
15	Tai Durango Cinco	DGO	05-Norte	GEN	30	61
16	Tai Durango Cuatro	DGO	05-Norte	GEN	6	12
17	Tai Durango Dos	DGO	05-Norte	GEN	6	12
18	Tai Durango Tres	DGO	05-Norte	GEN	4	8
19	Cerro Prieto	BC	08-Baja California	GEN-CFE	5	8
20	Sta. Rosalía (Tres Vírgenes)	BCS	10-Mulegé	GEN-CFE	1	2
21	Avant Energías Renovables I	CHIH	05-Norte	P.P.	29	61
22	Servicios Comerciales de Energía	BCS	09-Baja California Sur	P.P.	30	70
23	Tai Durango Uno	DGO	05-Norte	P.P.	16	25
Total^{3/}					214	344

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; GEN: Generación; GEN-CFE: Comisión Federal de Electricidad Generación; P.P: Pequeña Producción. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.14. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE BIOENERGÍA 2017

(MW, GWh)



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

TABLA 2.2.19. CENTRALES DE GENERACIÓN CON BIOENERGÍA 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	Azsuremex	TAB	02-Oriental	AUT	3	2
2	BSM Energía De Veracruz	VER	02-Oriental	AUT	13	30
3	Compañía Azucarera de Los Mochis	SIN	04-Noroeste	AUT	14	5
4	Compañía Azucarera del Río Guayalejo	TAMS	06-Noreste	AUT	46	17
5	Compañía Azucarera La Fé	CHIS	02-Oriental	AUT	13	25
6	Cooperativa La Cruz Azul	AGS	03-Occidental	AUT	1	0
7	Degremont	CHIH	05-Norte	AUT	1	1
8	Ecosys III	GTO	03-Occidental	AUT	2	1
9	Empacadora San Marcos	PUE	02-Oriental	AUT	1	0
10	Energía Láctea	CHIH	05-Norte	AUT	1	0
11	Fideicomiso Ingenio Plan de San Luis	SLP	06-Noreste	AUT	9	27
12	Grupo Azucarero San Pedro	VER	02-Oriental	AUT	10	16
13	Impulsora de la Cuenca del Papaloapan	VER	02-Oriental	AUT	24	35
14	Ingenio Adolfo López Mateos	OAX	02-Oriental	AUT	14	18
15	Ingenio Alianza Popular	SLP	06-Noreste	AUT	6	19
16	Ingenio El Higo	VER	06-Noreste	AUT	22	49
17	Ingenio El Mante	TAMS	06-Noreste	AUT	6	9
18	Ingenio El Molino	NAY	03-Occidental	AUT	10	13
19	Ingenio Eldorado	SIN	04-Noroeste	AUT	10	7
20	Ingenio Melchor Ocampo	JAL	03-Occidental	AUT	6	15

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
21	Ingenio Presidente Benito Juárez	TAB	02-Oriental	AUT	14	16
22	Ingenio San Francisco Ameca_AUT	JAL	03-Occidental	AUT	5	13
23	Ingenio San Miguelito	VER	02-Oriental	AUT	5	7
24	Ingenio San Rafael de Pucté	QR	07-Peninsular	AUT	49	22
25	Ingenio Tala	JAL	03-Occidental	AUT	12	3
26	Ingenio Tamazula	JAL	03-Occidental	AUT	10	34
27	Ingenio Tres Valles	VER	02-Oriental	AUT	12	96
28	Kimberly-Clark de México	VER	02-Oriental	AUT	10	0
29	Lorean Energy Group	COAH	06-Noreste	AUT	2	1
30	Nacional Financiera_AUT	MOR	01-Central	AUT	9	16
31	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Dulces Nombres	NL	06-Noreste	AUT	9	0
32	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Norte	NL	06-Noreste	AUT	2	0
33	Sociedad Autoabastecedora de Energía Verde de Aguascalientes, S. De R. L. De C. V.	AGS	03-Occidental	AUT	3	6
34	TMQ Generación Energía Renovable	QRO	03-Occidental	AUT	3	2
35	Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez	CHIH	05-Norte	AUT	6	31
36	Atlatec	QRO	03-Occidental	COG	1	5
37	Atlatec, Planta El Ahogado	JAL	03-Occidental	COG	3	6
38	Bio Pappel, Planta Atenquique	JAL	03-Occidental	COG	16	36
39	Bioeléctrica de Occidente	NAY	03-Occidental	COG	35	8
40	Bioenergía de Nuevo León	NL	06-Noreste	COG	17	87
41	Conservas La Costeña y Jugomex	MEX	01-Central	COG	1	5
42	Destilería del Golfo	VER	02-Oriental	COG	8	14
43	Energía Renovable de Cuautla	MOR	01-Central	COG	1	3
44	GAT Energía	VER	02-Oriental	COG	45	135
45	Huixtla Energía	CHIS	02-Oriental	COG	12	24
46	Ideal Saneamiento de Saltillo	COAH	06-Noreste	COG	1	6
47	Piasa Cogeneración	VER	02-Oriental	COG	40	161
48	Tala Electric	JAL	03-Occidental	COG	25	80
49	Tampico Renewable Energy	VER	06-Noreste	COG	40	186
50	Agua Tratadas del Valle de México,	HGO	01-Central	GEN	33	26
51	Energreen Energía PI	MEX	01-Central	GEN	2	0
52	Granja Generadora de Energía Solar	DGO	05-Norte	GEN	2	0
53	Granjas Carroll de México, Central Cuyuaco	PUE	02-Oriental	GEN	1	0
54	Impulsora Azucarera del Trópico	CAMP	07-Peninsular	GEN	13	18
55	Ingenio Lázaro Cárdenas	MICH	03-Occidental	GEN	8	9
56	Renova Atlatec	JAL	03-Occidental	GEN	11	0
57	Ylem Energy	DGO	05-Norte	GEN	2	2
58	Central Motzorongo	VER	02-Oriental	U.P.C.	20	20
59	Compañía Cervecera de Zacatecas	ZAC	03-Occidental	U.P.C.	50	137
60	Compañía Industrial Azucarera	VER	02-Oriental	U.P.C.	6	12
61	Fideicomiso Ingenio Atencingo	PUE	02-Oriental	U.P.C.	15	29
62	Fideicomiso Ingenio La Providencia	VER	02-Oriental	U.P.C.	7	13
63	Fomento Azucarero del Golfo	VER	06-Noreste	U.P.C.	18	1
64	Ingenio El Carmen	VER	02-Oriental	U.P.C.	7	10
65	Ingenio El Modelo	VER	02-Oriental	U.P.C.	9	15
66	Ingenio El Potrero	VER	02-Oriental	U.P.C.	10	20
67	Ingenio El Refugio	OAX	02-Oriental	U.P.C.	4	0
68	Ingenio La Gloria	VER	02-Oriental	U.P.C.	53	9

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
69	Ingenio La Margarita	OAX	02-Oriental	U.P.C.	7	29
70	Ingenio Mahuixtlán	VER	02-Oriental	U.P.C.	3	5
71	Ingenio Plan De Ayala	SLP	06-Noreste	U.P.C.	16	14
72	Ingenio Quesería	COL	03-Occidental	U.P.C.	6	23
73	Ingenio San Miguel del Naranjo	SLP	03-Occidental	U.P.C.	49	105
74	Ingenio San Nicolás	VER	02-Oriental	U.P.C.	14	54
75	Ingenio Santa Clara	MICH	03-Occidental	U.P.C.	9	9
76	Nacional Financiera_UPC	MOR	01-Central	U.P.C.	3	6
77	Santa Rosalía de La Chontalpa	TAB	02-Oriental	U.P.C.	25	26
Total^{3/}					1,007	1,884

^{1/} AUT: Autoabastecimiento; COG: Cogeneración; GEN: Generación; P.P: Pequeña Producción; U.P.C: Usos Propios Continuos. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017.
Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.15. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2017 (MW, GWh)



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

TABLA 2.2.20. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2017

(Megawatt, Gigawatt-hora)

No.	Nombre	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema ^{1/}	Capacidad Total (MW)	Generación Bruta ^{2/} (GWh)
1	CE G. Sanborns 2	CDMX	01-Central	COG	1	7
2	CE G. Sanborns Perisur	CDMX	01-Central	COG	1	4
3	CE G. Sanborns Satélite	MEX	01-Central	COG	1	7
4	Ce G. Sanborns	CDMX	01-Central	COG	1	6
5	Celulosa y Papel del Bajío	GTO	03-Occidental	COG	2	10
6	Cogeneración de Energía Limpia de Cosoleacaque	VER	02-Oriental	COG	118	529
7	Energía Infra	VER	02-Oriental	COG	145	953
8	Energía MK KF	TAMS	06-Noreste	COG	36	283
9	Energía San Pedro	NL	06-Noreste	COG	2	0
10	Enerkin	YUC	07-Peninsular	COG	13	87
11	Fábrica de Papel San Francisco	BC	08-Baja California	COG	23	183
12	Iberdrola Cogeneración Altamira	TAMS	06-Noreste	COG	61	53
13	Iberdrola Cogeneración Bajío	QRO	03-Occidental	COG	62	6
14	Iberdrola Cogeneración Ramos	COAH	06-Noreste	COG	60	356
15	Igsapak Cogeneración	HGO	01-Central	COG	60	281
16	Industrias de Hule Galgo	HGO	01-Central	COG	7	17
17	Papeles y Conversiones de México	NL	06-Noreste	COG	5	19
18	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	TAB	02-Oriental	COG	367	2,703
19	Productora de Papel	NL	06-Noreste	COG	18	75
20	Productos Alimenticios La Moderna	JAL	03-Occidental	COG	4	13
21	Productos Farmacéuticos	AGS	03-Occidental	COG	4	28
22	Promax Energía	NL	06-Noreste	COG	16	82
23	Sánchez	CDMX	01-Central	COG	2	8
24	Sistemas Energéticos Sisa	VER	02-Oriental	COG	64	323
25	Sistemas Energéticos Sisa, Planta II	VER	02-Oriental	COG	64	372
26	Sky EPS Supply SM	PUE	02-Oriental	COG	20	169
27	Sky EPS Supply	PUE	02-Oriental	COG	27	174
28	Tlalnepantla Cogeneración	MEX	01-Central	COG	28	115
29	Unión Energética del Noroeste	SON	04-Noroeste	COG	30	37
30	Lesaffre Energías Mexicanas	VER	02-Oriental	GEN	9	32
Total^{3/}					1,251	6,932

^{1/} COG: Cogeneración; GEN: Generación. ^{2/} Incluye la generación reportada por centrales eléctricas en fase de pruebas. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

MAPA 2.2.16. PROGRAMA DE CONVERSIÓN A DUAL – CFE



Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE.

TABLA 2.3.1.A. REGIONES DE TRANSMISIÓN

No.	Nombre	No.	Nombre	No.	Nombre
1	Hermosillo	21	Güémez	41	Lerma
2	Cananea	22	Tepic	42	Mérida
3	Obregón	23	Guadalajara	43	Cancún
4	Los Mochis	24	Aguascalientes	44	Chetumal
5	Culiacán	25	San Luis Potosí	45	Cozumel
6	Mazatlán	26	Salamanca	46	Tijuana
7	Juárez	27	Manzanillo	47	Ensenada
8	Moctezuma	28	Carapan	48	Mexicali
9	Chihuahua	29	Lázaro Cárdenas	49	San Luis Río Colorado
10	Durango	30	Querétaro	50	Villa Constitución
11	Laguna	31	Central	51	La Paz
12	Río Escondido	32	Poza Rica	52	Los Cabos
13	Nuevo Laredo	33	Veracruz	53	Mulegé
14	Reynosa	34	Puebla		
15	Matamoros	35	Acapulco		
16	Monterrey	36	Temascal		
17	Saltillo	37	Coatzacoalcos		
18	Valles	38	Tabasco		
19	Huasteca	39	Grijalva		
20	Tamazunchale	40	Ixtepec		

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 2.3.1.B. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad ^{1/} (MW)
01-CENTRAL				
QUERÉTARO (30)	CENTRAL (31)		400 / 230	1,750
Querétaro Maniobras	Tula	1	400	
Querétaro Maniobras	Tula	2	400	
Héroes de Carranza	Tula	1	230	
La Manga	Valle de México	1	230	
Dañu	Jilotepec	1	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CENTRAL (31)		400 / 115	2,900
Pitirera	Donato Guerra	1	400	
Pitirera	Donato Guerra	2	400	
Los Azufres	Ciudad Hidalgo	1	115	
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	1	400	
POZA RICA (32)	CENTRAL (31)		400	4,000
Poza Rica	Pachuca Potencia	1	400	
Tuxpan	Texcoco	1	400	
Tuxpan	Texcoco	2	400	
Tuxpan	Texcoco	3	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	1	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	2	400	
PUEBLA (34)	CENTRAL (31)		400 / 230 / 85	3,000
San Martín Potencia	Texcoco	1	400	
San Lorenzo Potencia	Texcoco	1	400	
Yautepec	Topilejo	1	400	
Yautepec	Topilejo	2	400	
Yautepec	Topilejo	3	400	
Zapata	Tiangustenco	1	230	
Zapata	Cuernavaca	1	85	
Zapata	Tabachines	1	85	
Zocac	Texcoco	2	230	
02-ORIENTAL				
ACAPULCO (35)	PUEBLA (34)		230	300
Mezcala	Zapata	1	230	
Mezcala	Zapata	2	230	
VERACRUZ (33)	PUEBLA (34)		400	1,100
Laguna Verde	Puebla II	1	400	
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	1	400	
VERACRUZ (33)	TEMASCAL (36)		230	440
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	1	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	2	230	
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	1	230	
VERACRUZ (33)	POZA RICA (32)		400	750
Laguna Verde	Papantla	1	400	
GRIJALVA (39)	TEMASCAL (36)		400	2,800
Manuel Moreno T./ Malpaso	Juile	1	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	2	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	3	400	
GRIJALVA (39)	COATZACOALCOS (37)		400	2,100
Malpaso II	Minatitlán II	1	400	
Malpaso II	Minatitlán II	2	400	
Malpaso II	Coatzacoalcos II	1	400	
COATZACOALCOS (37)	TEMASCAL (36)		400	1,750
Minatitlán II	Temascal II	1	400	
Chinameca Potencia	Temascal II	1	400	
POZA RICA (32)	PUEBLA (34)		230	310
Mazatepec	Zocac	1	230	
Jalacingo	Zocac	1	230	
TEMASCAL (36)	PUEBLA (34)		400	3,000
Temascal II	Ojo de Agua Potencia	1	400	
Temascal II	Puebla II/Ojo de Agua Potencia	1	400	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad ^{1/} (MW)
Temascal II	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	1	400	
Cerro de Oro	Tecali	1	400	
IXTEPEC (40)	TEMASCAL (36)		400 / 230	2,500
Ixtepec Potencia	Juile	1	400	
Ixtepec Potencia	Juile	2	400	
Juchitán II	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	1	230	
Matías Romero	Juile	2	230	
GRIJALVA (39)	TABASCO (38)		400 / 230	1,400
Malpaso II	Peñitas	1	230	
Malpaso II	Peñitas	2	230	
Malpaso II	Tabasco	1	400	
Malpaso II/ Manuel Moreno T.	Tabasco	2	400	
03-OCCIDENTAL				
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)		400	1,150
Tepic II	Cerro Blanco	1	400	
Tepic II	Cerro Blanco	2	400	
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)		400 / 230	2,800
Manzanillo	Acatlán	1	400	
Manzanillo	Atequiza	1	400	
Tapeixtles/Guzmán Potencia	Mazamitla	1	400	
Colima II/Guzmán Potencia	Ciudad Guzmán	1	230	
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,000
Atequiza	Aguascalientes Potencia	1	400	
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	1	400	
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)		400	700
Atequiza	Salamanca II	1	400	
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)		400 / 230	700
Mazamitla	Carapan/Purépecha	1	400	
Ocotlán	Zamora	1	230	
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)		400	600
Mazamitla	Pitirera	1	400	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)		400	600
Lázaro Cárdenas	Carapan	1	400	
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)		400 / 230	700
Carapan	Salamanca II	1	400	
Carapan	Abasolo II	1	230	
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)		400 / 230	1,400
Potrerrillos	Las Fresas	1	400	
Potrerrillos	Las Fresas	2	400	
León II	Irapuato II	1	230	
León II/León IV/Silao II	Irapuato II	1	230	
Silao II	Irapuato II	2	230	
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)		400 / 230	1,300
El Potosí	Cañada	1	400	
El Potosí	Aguascalientes Potencia	1	400	
San Luis I	Aguascalientes Oriente	1	230	
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	1	230	
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		230	300
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	1	230	
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	2	230	
SALAMANCA (26)	QUERÉTARO (30)		400 / 230	1,600
Salamanca PV	Santa María	1	400	
Salamanca PV	Santa María	2	400	
Salamanca PV	Celaya III	1	400	
Salamanca PV	Celaya III	2	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	ACAPULCO (35)		400 / 230 / 115	350
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	230	
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	1	400 ^{2/}	
Lázaro Cárdenas	La Unión	1	115	
04-NOROESTE				

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad ^{1/} (MW)
CANANEA (2)	MOCTEZUMA (8)		400	400
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	1	400 ^{2/}	
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	2	400 ^{2/}	
CANANEA (2)	HERMOSILLO (1)		400 / 230	975
Observatorio	Santa Ana	1	230	
Cananea	Santa Ana	2	230	
Nacozari	Hermosillo III	1	230	
Nacozari	Hermosillo V	1	400	
Nacozari	Hermosillo V	2	400	
HERMOSILLO (1)	OBREGÓN (3)		230	1400
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	1	230	
Hermosillo V	Planta Guaymas II	2	230	
OBREGÓN (3)	LOS MOCHIS (4)		400 / 230	600
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	2	230	
El Mayo	Los Mochis II	1	230	
Pueblo Nuevo	Choacahui	1	400 ^{2/}	
CULIACÁN (5)	LOS MOCHIS (4)		400 / 230	750
Culiacán III	Guamúchil II	1	230	
Culiacán III	Guamúchil II	2	230	
La Higuera	Choacahui	1	400	
La Higuera	Choacahui	2	400	
MAZATLÁN (6)	CULIACÁN (5)		400 / 230	1,450
El Habal	Culiacán Potencia	1	230	
El Habal	Culiacán Potencia	2	230	
Mazatlán II	La Higuera	1	400	
Mazatlán II	La Higuera	2	400	
MAZATLÁN (6)	TEPIC (22)		400	1,380
Mazatlán II	Tepic	1	400	
Mazatlán II	Tepic	2	400	
05-NORTE				
JÚAREZ (7)	MOCTEZUMA (8)		230	965
Samalayuca	Moctezuma	1	230	
Samalayuca	Moctezuma	2	230	
Samalayuca	Moctezuma	3	230	
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)		400 / 230	640
Moctezuma	Chihuahua Norte	1	230	
Moctezuma	Chihuahua Norte	2	230	
Moctezuma	El Encino	1	400	
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)		230	330
Camargo II	Gómez Palacio	1	230	
Camargo II	Gómez Palacio	2	230	
LAGUNA (11)	DURANGO (10)		400 / 230	550
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	1	400	
Lerdo	Durango II	1	230	
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)		230	300
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	1	230	
DURANGO (10)	MAZATLÁN (6)		400 / 230	600
Durango II	Mazatlán	1	230	
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	1	400	
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)		400 / 230	550
Andalucía	Saltillo	1	230	
Torreón Sur/Villanueva	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)		400	450
Río Escondido	Hércules	1	400	
06-NORESTE				
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)		400 / 230	400
Carbón II	Arroyo del Coyote	1	400	
Río Escondido	Arroyo del Coyote	1	230	
Río Escondido	Ciudad Industrial	1	230	
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)		138	100

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad ^{1/} (MW)
Reynosa	Falcón	1	138	
Reynosa	Falcón	1	138	
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)		400 / 230 / 138	1,400
CC Anáhuac	Aeropuerto	1	400	
CC Anáhuac	Guerrero	1	400	
CC Anáhuac	Río Bravo	1	230	
Matamoros	Río Bravo	1	138	
Matamoros	Río Bravo	1	138	
RÍO ESCONDIDO (12)	MONTERREY (16)		400 / 230	2,100
Carbón II	Lampazos	1	400	
Carbón II	Lampazos	1	400	
Carbón II	Frontera	1	400	
Río Escondido	Frontera	1	400	
Nueva Rosita	Monclova	1	230	
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)		400 / 230	1,900
Aeropuerto	Ternium Man.	1	400	
Aeropuerto	Villa de García	1	400	
Aeropuerto	Glorias	1	400	
Aeropuerto	Huinalá	1	230	
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)		400	1,700
Champayán	Güémez/Tres Mesas	1	400	
Champayán	Güémez/Tres Mesas	1	400	
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)		400	1,500
Güémez	Lajas	2	400	
Güémez	Lajas	1	400	
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,260
Primer de Mayo	Cañada	1	400	
Primer de Mayo	Cañada	1	400	
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)		400 / 230	1,600
Tamos	Poza Rica II	1	400	
Tamos	Poza Rica II	1	400	
Minera Autlán	Pantepec	1	230	
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		400	1,500
Anáhuac Potencia	El Potosí	1	400	
Anáhuac Potencia	El Potosí	1	400	
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)		400	1,750
Las Mesas	Querétaro Maniobras	1	400	
Las Mesas	Querétaro Maniobras	1	400	
HUASTECA (19)	VALLES (18)		400	1,050
Champayán	Anáhuac Potencia	1	400	
Champayán	Anáhuac Potencia	1	400	
Altamira	Anáhuac Potencia	1	400	
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)		400	1,200
Champayán	Las Mesas	1	400	
Champayán	Las Mesas	1	400	
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)		400 / 230	1,500
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	1	400	
Villa de García	Saltillo	1	230	
Villa de García	Cementos Apasco	1	230	
07-PENINSULAR				
TABASCO (38)	LERMA (41)		400 / 230	1,200
Los Ríos	Santa Lucía	1	230	
Macuspana II	Santa Lucía	1	230	
Tabasco	Escárcega Potencia	1	400	
Tabasco	Escárcega Potencia	2	400	
LERMA (41)	MÉRIDA (42)		400 / 230 / 115	800
Lerma	Mérida II	1	115	
Lerma	Ticul II	1	230	
Escárcega Potencia	Ticul II	1	400	
Escárcega Potencia	Ticul II	2	400	

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad ^{1/} (MW)
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)		400 / 230 / 115	825
Chemax	Nizuc	1	115	
Valladolid	Tulum	1	115	
Valladolid	Balam	1	230	
Valladolid	Nizuc	1	230	
Dzitnup	Riviera Maya	1	400	
Dzitnup	Riviera Maya	2	400	
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)		230 / 115	250
Kambul	Polyuc	1	115	
Ticul II	Xul-Ha	1	230	
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)		34.5	48
Playa del Carmen	Chankanaab II	1	34.5	
Playa del Carmen	Chankanaab II	2	34.5	
LERMA (41)	CHETUMAL (44)			206
Escárcega Potencia	Xul-Ha	1	230 ^{3/}	
Xpujil	Xul-Ha	2	230 ^{3/}	
08-BAJA CALIFORNIA				
TIJUANA (46)	MEXICALI (48)		230	520
La Herradura	Rumorosa	1	230	
La Herradura	La Rosita	1	230	
TIJUANA (46)	ENSENADA (47)		230 / 115 / 69	255
Popotla	El Sauzal	1	115	
Puerto Nuevo	Misión	1	115	
Vallecitos	Valle de las Palmas	1	69	
Presidente Juárez	Lomas	1	230	
Presidente Juárez	La Jovita	1	230	
WECC (EUA)	TIJUANA (46)		230	408
Otay	Tijuana I	1	230	
Imperial Valley	La Rosita	1	230	
MEXICALI (48)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)		161 / 230	315
Mexicali II	Ruíz Cortines	1	161	
Cerro Prieto I	Ruíz Cortines	1	161	
Cerro Prieto II	Chapultepec	1	230	
Cerro Prieto II	San Luis Rey	1	230	
09-BAJA CALIFORNIA SUR				
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)		115	90
Villa Constitución	Las Pilas	1	115	
Villa Constitución	Las Pilas	2	115	
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)		230 / 115	180
Olas Altas	El Palmar	1	230	
Olas Altas	El Palmar	2	230	
El Triunfo	Santiago	1	115	
			Total^{4/}	76,697

^{1/} Bajo condiciones de demanda máxima (verano). ^{2/} Operación inicial en 230 Kv. ^{3/} Fecha de entrada en operación mayo 2017 ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. La Región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 2.3.5. RESUMEN DE KILÓMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017

(Kilómetros)

No.	Entidad Federativa	Categoría		Total (km)
		400 kV	230 kV	
1	Aguascalientes	281	421	701
2	Baja California	-	1,038	1,038
3	Baja California Sur	-	375	375
4	Campeche	728	566	1,294
5	Ciudad de México	164	432	596
6	Coahuila	1,829	1,033	2,862
7	Colima	215	174	389
8	Chiapas	1,128	323	1,451
9	Chihuahua	214	4,104	4,318
10	Durango	189	936	1,125
11	Guanajuato	531	1,048	1,579
12	Guerrero	293	1,178	1,471
13	Hidalgo	655	695	1,351
14	Jalisco	1,803	1,065	2,869
15	Estado de México	1,073	1,075	2,148
16	Michoacán	986	613	1,599
17	Morelos	218	262	479
18	Nayarit	661	197	858
19	Nuevo León	1,794	448	2,243
20	Oaxaca	834	1,052	1,886
21	Puebla	1,672	340	2,012
22	Querétaro	397	308	705
23	Quintana Roo	154	519	673
24	San Luis Potosí	1,211	664	1,875
25	Sinaloa	1,440	1,572	3,011
26	Sonora	0	4,595	4,595
27	Tabasco	303	672	975
28	Tamaulipas	1,258	565	1,823
29	Tlaxcala	197	290	487
30	Veracruz	3,359	1,104	4,463
31	Yucatán	569	1,021	1,590
32	Zacatecas	592	411	1,003
Total		24,747	29,095	53,842

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 3.2.1. CONSUMO DE ENERGÍA

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2007	51,953	38,322	51,603	16,616	19,416	41,068	8,353	11,272	1,722	119	227,332	240,445
2008	52,430	39,107	52,405	16,690	19,347	41,824	8,854	11,418	1,933	135	230,656	244,142
2009	52,158	39,096	52,179	16,997	19,437	41,470	9,216	11,100	1,989	132	230,553	243,774
2010	54,227	40,098	55,602	17,339	20,403	43,442	9,206	10,991	2,016	136	240,317	253,460
2011	55,108	42,447	60,066	19,251	22,116	47,379	9,735	11,426	2,165	138	256,103	269,831
2012	54,866	43,835	61,665	20,097	22,484	47,776	9,938	12,020	2,209	143	260,661	275,034
2013	53,891	44,224	61,974	20,466	22,679	47,581	10,300	11,996	2,239	147	261,115	275,497
2014	53,228	44,901	63,540	21,089	23,150	48,559	10,635	12,598	2,310	151	265,101	280,160
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,610	13,122	2,400	146	272,557	288,225
2016	59,103	47,642	63,407	23,389	24,696	52,297	12,129	13,438	2,541	151	282,662	298,792
2017 ^{2/}	60,685	48,583	66,696	24,293	25,949	54,423	12,498	13,825	2,622	152	293,127	309,727

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Información preliminar. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.2.2. USOS PROPIOS

(Megawatt; Gigawatt-hora)

Año	1 Central		2 Oriental		3 Occidental		4 Noroeste		5 Norte		6 Noreste		7 Peninsular		8 Baja California		9 Baja California Sur ^{1/}		10 Mulegé	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)												
2007	222	1,188	290	2,022	412	2,680	136	703	99	527	314	1,799	43	176	56	423	16	96	2	12
2008	195	1,209	278	1,769	341	2,215	128	698	89	518	303	1,871	28	181	76	414	17	98	3	14
2009	214	1,250	262	1,685	338	2,274	142	737	86	517	302	1,822	31	202	73	415	19	103	3	14
2010	224	1,351	278	1,751	370	2,515	170	815	80	484	302	1,854	34	204	82	404	19	102	3	14
2011	233	1,451	292	1,881	368	2,547	181	925	83	496	332	2,072	40	252	78	397	17	95	3	14
2012	222	1,532	322	2,072	450	2,861	180	1,060	135	549	467	2,096	78	266	97	425	18	113	4	16
2013	206	1,322	330	1,866	451	2,783	194	938	112	580	285	1,873	60	266	88	401	19	103	3	15
2014	172	1,279	342	1,899	425	2,766	185	992	145	530	253	1,897	74	270	94	449	19	107	4	16
2015	159	940	174	1,048	345	2,117	124	612	83	352	253	1,742	31	123	81	405	20	105	3	14
2016	374	2,204	155	1,018	148	915	117	630	68	370	258	1,635	22	148	75	375	19	107	3	14
2017 ^{2/}	362	2,174	149	953	188	1,170	143	755	72	387	261	1,701	21	132	56	279	19	98	3	14

Año	SIN		SEN	
	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Demanda (MW)	Energía (GWh)
2007	1,516	9,095	1,590	9,626
2008	1,362	8,462	1,458	8,988
2009	1,238	8,487	1,332	9,018
2010	1,310	8,975	1,413	9,495
2011	1,398	9,625	1,496	10,132
2012	1,484	10,435	1,603	10,989
2013	1,498	9,628	1,608	10,147
2014	1,483	9,632	1,589	10,204
2015	1,091	6,936	1,190	7,460
2016	1,056	6,919	1,136	7,415
2017 ^{2/}	1,074	7,273	1,152	7,664

^{1/} Incluye Sistema La Paz; ^{2/} Bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén interconectadas; ^{3/} Se reportan los Usos Propios correspondientes a los autobastecidos para generación. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.2.3. CONSUMO FINAL

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2007	33,879	30,257	42,836	13,920	16,321	34,775	6,992	9,755	1,481	98	178,981	190,315
2008	34,372	31,005	43,586	13,972	16,241	35,370	7,483	9,944	1,665	107	182,029	193,744
2009	34,199	31,050	42,681	14,200	16,246	34,659	7,721	9,720	1,719	109	180,756	192,304
2010	34,789	31,734	45,144	14,567	17,052	37,261	7,732	9,605	1,722	107	188,279	199,714
2011	36,540	33,567	48,599	16,264	18,340	40,608	8,142	10,044	1,882	112	202,060	214,097
2012	37,792	34,836	49,959	16,895	18,656	40,941	8,354	10,514	1,932	115	207,433	219,995
2013	38,818	35,292	50,428	17,263	18,743	40,989	8,660	10,554	1,965	118	210,192	222,829
2014	39,064	35,986	51,952	17,796	19,596	41,947	9,032	11,122	2,016	124	215,373	228,635
2015	40,364	37,286	53,884	18,497	20,368	43,231	9,730	11,618	2,098	124	223,360	237,199
2016	45,070	38,419	53,290	20,017	21,231	45,455	10,342	12,005	2,239	123	233,825	248,192
2017	46,387	39,653	56,793	20,823	22,466	46,974	11,055	12,429	2,267	125	244,150	258,971

^{1/}Incluye Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.2.4. DEMANDA MÁXIMA BRUTA

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2007	8,606	5,786	7,437	3,059	3,130	6,586	1,275	2,208	307	24	32,577
2008	8,435	6,181	8,069	3,072	3,328	6,780	1,375	2,092	341	26	33,680
2009	8,702	6,071	7,763	3,285	3,248	6,886	1,435	2,129	360	26	33,568
2010	9,004	6,356	8,175	3,617	3,385	7,070	1,520	2,229	368	26	35,310
2011	8,844	6,577	8,669	3,772	3,682	7,587	1,544	2,237	385	27	37,256
2012	8,651	6,626	8,975	3,870	3,725	7,798	1,558	2,302	389	26	38,000
2013	8,411	6,709	9,207	4,087	3,841	7,781	1,628	2,225	407	27	38,138
2014	8,192	6,767	9,104	4,034	3,955	7,876	1,664	2,350	428	28	39,000
2015	8,151	6,960	9,374	4,154	3,986	8,248	1,789	2,479	432	28	39,840
2016	8,567	7,128	9,351	4,350	4,258	8,710	1,893	2,621	442	28	40,893
2017	8,705	7,299	9,842	4,582	4,608	8,846	1,955	2,699	484	29	43,319

^{1/}Incluye Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.2.5. ENERGÍA ELÉCTRICA DE AUTOABASTECIMIENTO REMOTO

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé
2007	1,681	1,096	2,298	13	1,480	4,022	37	0	0	0
2008	1,947	1,142	2,268	13	1,451	3,934	17	0	0	0
2009	1,923	1,322	2,543	69	979	3,826	41	0	0	0
2010	1,473	1,423	2,693	290	1,641	4,252	110	17	0	0
2011	1,544	1,369	2,596	326	1,644	4,244	101	49	0	0
2012	1,598	1,670	2,651	394	1,887	3,847	110	127	0	0
2013	1,868	2,398	3,137	666	1,860	4,946	132	444	0	0
2014	2,373	2,764	4,096	2,026	2,078	5,282	213	590	0	0
2015	2,990	3,162	5,241	2,477	2,165	6,603	336	876	0	0
2016	4,485	3,828	5,274	3,470	2,441	8,255	444	788	0	0
2017	5,219	5,264	7,095	3,789	3,149	11,126	674	784	0	0

^{1/}Incluye Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.2.6. PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé
2007	16,886	6,043	6,087	1,993	2,568	4,494	1,184	1,094	145	9
2008	16,848	6,332	6,604	2,020	2,586	4,584	1,189	1,060	169	14
2009	16,709	6,361	7,224	2,061	2,672	4,989	1,292	965	168	9
2010	18,088	6,612	7,943	1,956	2,866	4,327	1,269	982	191	15
2011	17,116	6,999	8,920	2,062	3,280	4,699	1,339	986	187	12
2012	15,542	6,928	8,844	2,142	3,278	4,740	1,317	1,082	165	12
2013	13,751	7,066	8,763	2,265	3,355	4,719	1,373	1,042	172	13
2014	12,885	7,016	8,822	2,300	3,024	4,715	1,333	1,027	187	11
2015	12,022	7,313	8,571	2,215	2,845	4,909	1,514	1,047	194	8
2016	11,513	7,367	8,152	2,374	2,884	5,107	1,396	1,008	191	9
2017	11,424	7,178	7,624	2,355	2,896	5,432	1,240	1,066	253	9

^{1/}Incluye Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017.

TABLA 3.2.7. POBLACIÓN

(Millones de personas)

Año	Población
2013	118
2014	120
2015	121
2016	122
2017	124
2018	125
2019	126
2020	127
2021	128
2022	129
2023	130
2024	132
2025	133
2026	134
2027	135
2028	136
2029	137
2030	137
2031	138
2032	139

Fuente: CONAPO.

TABLA 3.2.8. PROMEDIO DEL PRECIO MEDIO POR SECTOR DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR REGIÓN DE CONTROL

(Pesos/kilowatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	SIN	SEN
2007	1.26	1.21	1.30	1.16	1.28	1.22	2.15	1.23	1.31	1.37	1.35
2008	1.35	1.34	1.43	1.30	1.43	1.35	1.59	1.39	1.44	1.40	1.40
2009	1.38	1.26	1.34	1.21	1.31	1.27	1.91	1.30	1.31	1.38	1.37
2010	1.51	1.36	1.45	1.32	1.41	1.39	2.60	1.36	1.42	1.58	1.54
2011	1.64	1.47	1.55	1.42	1.52	1.42	1.68	1.44	1.52	1.53	1.52
2012	1.67	1.55	1.58	1.51	1.62	1.57	1.75	1.54	1.60	1.60	1.60
2013	1.77	1.59	1.62	1.55	1.63	1.62	1.99	1.61	1.63	1.68	1.67
2014	1.89	1.67	1.71	1.62	1.67	1.68	1.92	1.66	1.70	1.74	1.72
2015	1.85	1.59	1.64	1.52	1.65	1.66	1.80	1.55	1.59	1.67	1.65
2016	1.91	1.69	1.72	1.59	1.64	1.66	1.86	1.60	1.65	1.73	1.71
2017	1.86	1.71	1.68	1.45	1.39	1.63	1.79	1.58	1.93	1.67	1.67

^{1/} Incluye Sistema La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Información CFE

TABLA 3.2.9. USUARIOS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

(Número)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	SIN	SEN
2007	7,132,268	7,917,563	8,860,582	3,152,272	1,624,692	1,815,710	1,203,286	1,101,022	206,306	31,706,372	33,013,700
2008	7,209,216	8,263,739	9,146,331	3,299,479	1,699,230	1,857,215	1,269,676	1,141,257	219,793	32,744,886	34,105,936
2009	7,273,283	8,559,684	9,434,423	3,403,409	1,731,063	1,888,752	1,307,073	1,157,083	227,015	33,597,688	34,981,785
2010	7,294,945	8,804,621	9,676,795	3,513,212	1,776,231	1,892,858	1,357,286	1,169,372	232,850	34,315,949	35,718,171
2011	7,616,357	9,054,904	8,671,001	3,573,407	1,801,039	1,894,345	1,417,700	1,198,625	240,614	34,028,753	35,467,992
2012	7,872,433	9,340,296	8,935,183	3,650,218	1,826,519	1,900,120	1,470,445	1,229,209	248,181	34,995,214	36,472,604
2013	8,100,068	9,615,020	9,176,821	3,719,035	1,860,146	1,983,354	1,540,337	1,257,025	256,755	35,994,780	37,508,560
2014	8,371,392	9,912,843	9,418,501	3,775,752	1,882,759	2,002,239	1,606,010	1,276,972	264,173	36,969,497	38,510,643
2015	8,573,821	10,240,123	9,717,811	3,938,295	1,953,620	2,053,028	1,663,763	1,321,087	276,507	38,140,461	39,738,055
2016	8,745,138	10,610,184	10,011,372	1,974,165	2,076,526	3,968,887	1,732,649	1,363,046	284,206	39,118,921	40,766,173
2017	9,090,416	10,756,221	10,078,395	2,031,631	2,112,080	4,596,371	1,825,290	1,420,307	295,238	40,490,404	42,205,949

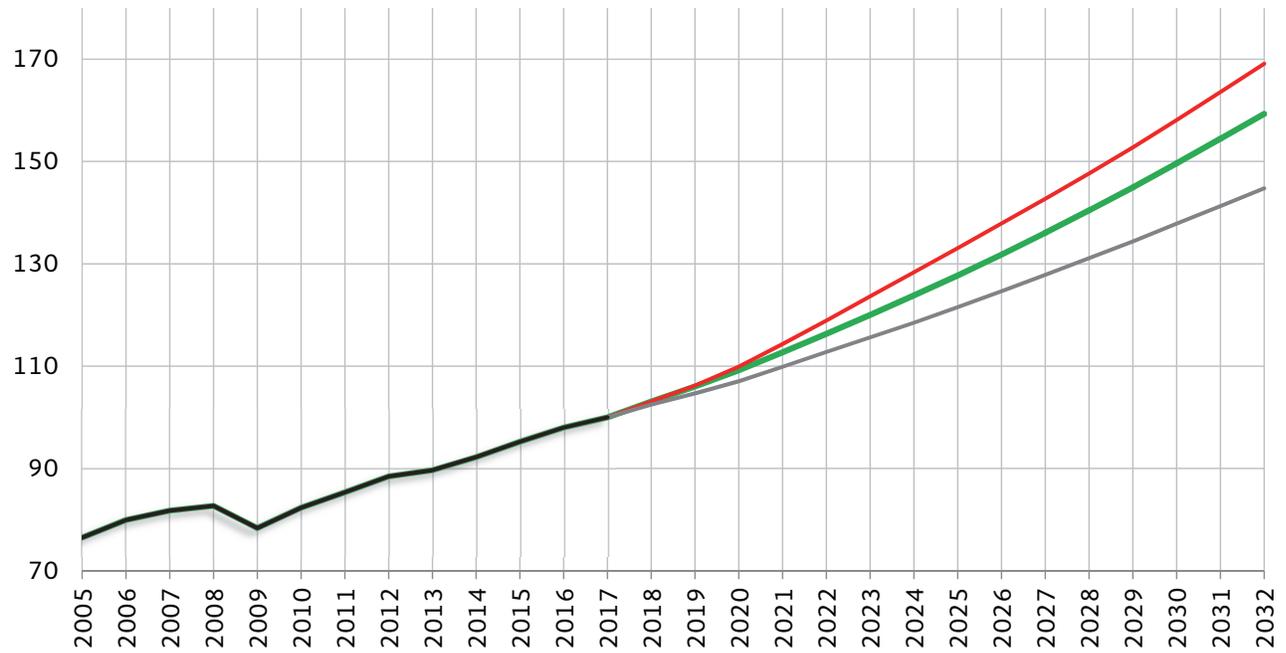
^{1/} Incluye Sistema La Paz y Mulegé. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2017.

Fuente: Información CFE

GRÁFICO 3.3.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO: REAL Y PRONOSTICADO 2008 – 2032

(Índice Base 2017 = 100)

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA ^{1/} (%)	2.5	3.2	3.6



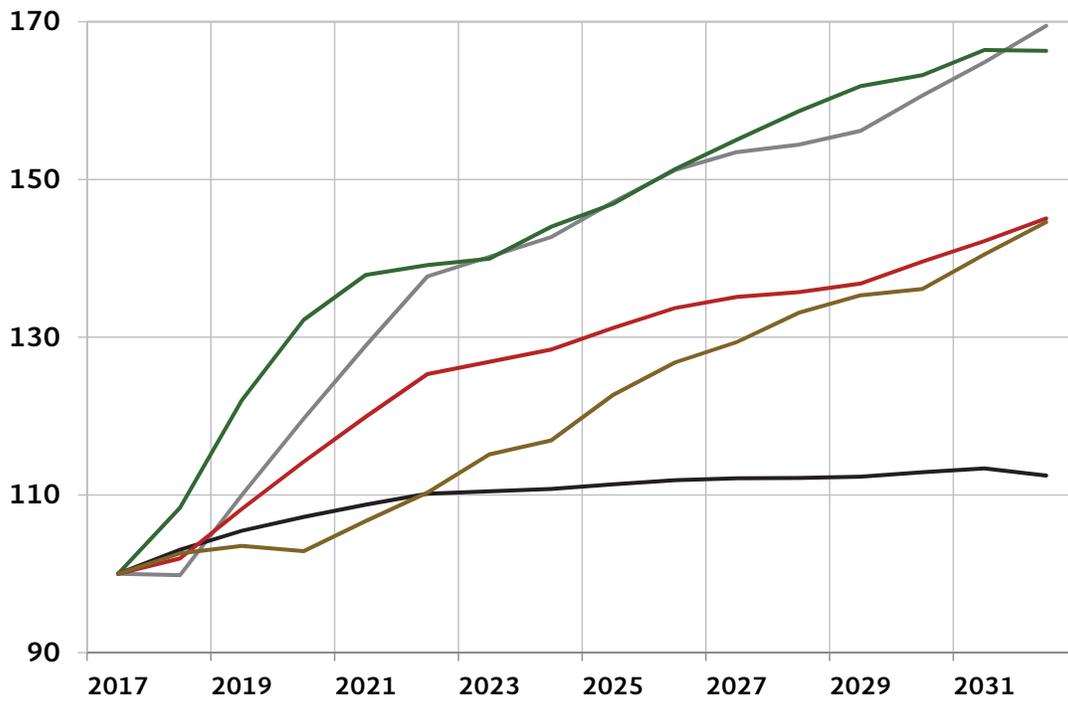
^{1/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017).

Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 3.3.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2018-2032 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(Índice Base 2017 = 100)

Escenario	TMCA ^{1/} (%)		
	Bajo	Planeación	Alto
Carbón	-0.5	0.8	1.9
Combustóleo	-3.0	3.6	8.9
Diésel	-1.5	2.5	6.6
Gas Natural	3.3	3.4	5.0
Uranio	2.4	2.5	2.5



^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2017).

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 3.3.1. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2017	60,685	48,583	66,696	24,293	25,949	54,423	12,498	13,825	2,622	152	293,127	309,727
2018	62,097	49,952	69,237	25,368	26,947	56,426	13,256	14,423	2,758	164	303,283	320,629
2019	63,408	51,272	71,724	26,415	27,913	58,538	13,820	14,954	2,879	170	313,089	331,092
2020	64,737	52,617	74,096	27,502	28,835	60,848	14,439	15,473	2,987	177	323,075	341,712
2021	66,092	54,114	76,741	28,474	29,797	63,021	15,048	15,955	3,096	183	333,288	352,522
2022	67,736	55,672	79,357	29,490	30,853	65,207	15,681	16,456	3,217	190	343,995	363,858
2023	69,417	57,269	82,018	30,463	31,910	67,213	16,210	16,969	3,343	197	354,500	375,009
2024	71,148	58,848	84,903	31,439	32,991	69,432	16,765	17,485	3,458	205	365,526	386,674
2025	72,956	60,495	87,562	32,445	33,938	71,724	17,349	18,015	3,568	212	376,470	398,265
2026	74,834	62,170	90,246	33,490	34,905	74,021	17,960	18,563	3,691	220	387,627	410,100
2027	76,831	63,929	93,000	34,529	35,939	76,418	18,621	19,147	3,820	228	399,268	422,463
2028	78,981	65,738	95,876	35,567	37,021	78,906	19,335	19,731	3,960	237	411,425	435,352
2029	81,224	67,605	98,869	36,661	38,075	81,445	20,077	20,358	4,100	245	423,955	448,658
2030	83,594	69,553	101,959	37,860	39,149	84,149	20,845	21,010	4,247	254	437,108	462,619
2031	86,116	71,564	105,200	39,027	40,258	86,972	21,667	21,664	4,398	264	450,804	477,130
2032	88,705	73,625	108,578	40,191	41,463	89,918	22,501	22,357	4,552	274	464,982	492,165
TCMA^{2/} 2018- 2032	2.6%	2.8%	3.3%	3.4%	3.2%	3.4%	4.0%	3.3%	3.7%	4.0%	3.1%	3.1%

^{1/}Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.2. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO BAJO)

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2017	60,685	48,583	66,696	24,293	25,949	54,423	12,498	13,825	2,622	152	293,127	309,727
2018	61,826	49,519	68,865	25,130	26,804	56,047	13,191	14,365	2,743	162	301,383	318,653
2019	62,976	50,311	71,036	25,931	27,389	57,729	13,712	14,818	2,857	167	309,084	326,926
2020	64,201	51,301	73,003	26,816	28,086	59,403	14,205	15,270	2,964	172	317,014	335,420
2021	65,438	52,465	75,164	27,651	28,837	61,069	14,696	15,678	3,056	177	325,320	344,231
2022	66,705	53,700	77,301	28,478	29,671	62,659	15,211	16,098	3,158	183	333,725	353,164
2023	68,076	54,948	79,433	29,295	30,482	64,222	15,640	16,509	3,264	189	342,096	362,058
2024	69,435	56,146	81,708	30,097	31,297	65,906	16,080	16,900	3,355	195	350,668	371,118
2025	70,848	57,395	83,741	30,909	32,065	67,671	16,553	17,336	3,447	202	359,182	380,167
2026	72,353	58,647	85,768	31,790	32,911	69,414	17,048	17,781	3,542	209	367,931	389,463
2027	73,920	59,940	87,896	32,640	33,744	71,218	17,590	18,226	3,646	215	376,948	399,035
2028	75,588	61,236	90,082	33,462	34,537	73,073	18,163	18,695	3,757	223	386,141	408,816
2029	77,307	62,557	92,347	34,335	35,305	74,933	18,756	19,170	3,867	230	395,540	418,807
2030	79,114	63,916	94,672	35,350	36,097	76,930	19,374	19,667	3,982	238	405,453	429,340
2031	81,054	65,293	97,085	36,299	36,912	78,995	20,035	20,187	4,098	246	415,673	440,204
2032	82,999	66,677	99,583	37,200	37,876	81,139	20,684	20,766	4,215	254	426,160	451,395
TCMA^{2/} 2018- 2032	2.1%	2.1%	2.7%	2.9%	2.6%	2.7%	3.4%	2.7%	3.2%	3.5%	2.5%	2.5%

^{1/}Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.3. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO ALTO)

(Gigawatt-hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN	SEN
2017	60,685	48,583	66,696	24,293	25,949	54,423	12,498	13,825	2,622	152	293,127	309,727
2018	62,165	50,437	69,435	25,688	26,964	56,672	13,264	14,649	2,763	167	304,625	322,204
2019	63,614	51,958	71,935	26,818	28,198	59,322	13,993	15,057	2,886	175	315,837	333,955
2020	65,189	53,400	74,399	28,247	29,226	61,796	14,568	15,620	3,005	184	326,825	345,634
2021	67,182	55,106	77,428	29,343	30,359	64,317	15,276	16,188	3,124	191	339,012	358,516
2022	69,088	56,967	80,615	30,523	31,645	66,992	16,042	16,796	3,253	199	351,874	372,122
2023	71,246	58,887	83,931	31,671	32,975	69,532	16,715	17,448	3,408	207	364,956	386,019
2024	73,520	60,813	87,504	32,820	34,322	72,310	17,406	18,112	3,554	215	378,694	400,575
2025	75,706	62,773	90,791	33,981	35,454	75,151	18,111	18,786	3,692	224	391,968	414,670
2026	77,902	64,743	93,842	35,167	36,589	77,957	18,813	19,468	3,842	233	405,013	428,556
2027	80,147	66,771	97,101	36,324	37,761	80,797	19,570	20,135	3,996	242	418,471	442,844
2028	82,557	68,810	100,370	37,451	38,869	83,681	20,367	20,790	4,156	252	432,107	457,305
2029	85,155	70,924	103,769	38,655	40,009	86,614	21,195	21,499	4,318	262	446,321	472,399
2030	87,885	73,137	107,297	39,965	41,198	89,733	22,062	22,237	4,488	272	461,276	488,273
2031	90,805	75,432	111,000	41,253	42,435	92,987	22,992	22,984	4,665	283	476,904	504,836
2032	93,815	77,802	114,870	42,542	43,802	96,376	23,928	23,777	4,849	294	493,135	522,054
TCMA^{2/} 2018- 2032	2.9%	3.2%	3.7%	3.8%	3.6%	3.9%	4.4%	3.7%	4.2%	4.5%	3.5%	3.5%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TCMA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.4. PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO DEL SEN POR ESCENARIOS

(Gigawatt-hora)

Año	Bajo	TCA ^{1/}	Planeación	TCA ^{1/}	Alto	TCA ^{1/}
2017	309,727	3.7%	309,727	3.7%	309,727	3.7%
2018	318,653	2.9%	320,629	3.5%	322,204	4.0%
2019	326,926	2.6%	331,092	3.3%	333,955	3.6%
2020	335,420	2.6%	341,712	3.2%	345,634	3.5%
2021	344,231	2.6%	352,522	3.2%	358,516	3.7%
2022	353,164	2.6%	363,858	3.2%	372,122	3.8%
2023	362,058	2.5%	375,009	3.1%	386,019	3.7%
2024	371,118	2.5%	386,674	3.1%	400,575	3.8%
2025	380,167	2.4%	398,265	3.0%	414,670	3.5%
2026	389,463	2.4%	410,100	3.0%	428,556	3.3%
2027	399,035	2.5%	422,463	3.0%	442,844	3.3%
2028	408,816	2.5%	435,352	3.1%	457,305	3.3%
2029	418,807	2.4%	448,658	3.1%	472,399	3.3%
2030	429,340	2.5%	462,619	3.1%	488,273	3.4%
2031	440,204	2.5%	477,130	3.1%	504,836	3.4%
2032	451,395	2.5%	492,165	3.2%	522,054	3.4%
TCMA^{2/} 2018- 2032		2.5%		3.1%		3.5%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TCMA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.5. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2017	8,705	7,299	9,842	4,582	4,608	8,846	1,955	2,699	484	29	43,319
2018	8,976	7,481	10,187	4,742	4,737	9,111	2,045	2,800	509	30	44,616
2019	9,166	7,679	10,552	4,938	4,907	9,398	2,132	2,898	531	31	46,030
2020	9,359	7,880	10,921	5,157	5,073	9,844	2,228	3,016	552	32	47,604
2021	9,556	8,100	11,313	5,389	5,200	10,151	2,322	3,108	571	34	49,102
2022	9,794	8,338	11,699	5,619	5,426	10,504	2,420	3,205	594	35	50,765
2023	10,037	8,578	12,169	5,766	5,655	10,827	2,501	3,300	617	36	52,414
2024	10,288	8,815	12,662	5,969	5,795	11,313	2,587	3,429	638	38	54,180
2025	10,545	9,062	12,992	6,152	5,964	11,803	2,677	3,530	658	39	55,884
2026	10,816	9,316	13,390	6,392	6,134	12,155	2,771	3,638	681	41	57,555
2027	11,105	9,580	13,799	6,635	6,267	12,548	2,873	3,745	705	42	59,275
2028	11,413	9,859	14,224	6,770	6,488	12,922	2,983	3,893	731	44	61,007
2029	11,732	10,147	14,670	6,968	6,742	13,490	3,098	4,045	756	45	63,113
2030	12,075	10,448	15,247	7,196	6,890	13,898	3,216	4,204	784	47	65,107
2031	12,439	10,765	15,856	7,480	7,085	14,364	3,343	4,331	811	49	67,316
2032	12,814	11,077	16,193	7,760	7,300	14,810	3,472	4,473	840	51	69,249
TMCA^{2/} 2018-2032	2.6%	2.8%	3.4%	3.6%	3.1%	3.5%	3.9%	3.4%	3.7%	3.8%	3.2%

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO BAJO)

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2017	8,705	7,299	9,842	4,582	4,608	8,846	1,955	2,699	484	29	43,319
2018	8,937	7,417	10,132	4,698	4,712	9,049	2,035	2,788	506	30	44,335
2019	9,103	7,536	10,451	4,847	4,815	9,268	2,116	2,872	527	31	45,430
2020	9,281	7,683	10,760	5,028	4,941	9,610	2,192	2,976	547	31	46,691
2021	9,462	7,853	11,080	5,234	5,040	9,837	2,268	3,054	564	32	47,911
2022	9,645	8,043	11,396	5,426	5,226	10,093	2,347	3,136	583	34	49,228
2023	9,843	8,230	11,786	5,545	5,415	10,345	2,413	3,210	602	35	50,561
2024	10,040	8,411	12,185	5,714	5,523	10,739	2,481	3,314	619	36	51,968
2025	10,240	8,598	12,425	5,860	5,661	11,136	2,554	3,397	636	37	53,307
2026	10,458	8,788	12,726	6,068	5,810	11,398	2,631	3,484	653	38	54,623
2027	10,684	8,982	13,042	6,272	5,929	11,695	2,714	3,565	673	40	55,972
2028	10,930	9,184	13,364	6,369	6,118	11,966	2,803	3,688	694	41	57,292
2029	11,181	9,389	13,702	6,526	6,321	12,412	2,894	3,809	713	42	58,921
2030	11,442	9,601	14,157	6,719	6,432	12,706	2,989	3,935	735	44	60,443
2031	11,723	9,822	14,633	6,957	6,577	13,047	3,091	4,035	756	45	62,124
2032	12,005	10,032	14,890	7,183	6,752	13,364	3,192	4,154	778	47	63,564
TCMA^{2/} 2018-2032	2.2%	2.1%	2.8%	3.0%	2.6%	2.8%	3.3%	2.9%	3.2%	3.2%	2.6%

^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.7. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL (ESCENARIO ALTO)

(Megawatt-hora/hora)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Península	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	10 Mulegé	SIN
2017	8,705	7,299	9,842	4,582	4,608	8,846	1,955	2,699	484	29	43,319
2018	8,986	7,554	10,216	4,802	4,740	9,150	2,047	2,844	510	30	44,814
2019	9,196	7,782	10,584	5,013	4,957	9,524	2,159	2,918	533	32	46,444
2020	9,424	7,998	10,966	5,297	5,141	9,997	2,248	3,045	555	33	48,174
2021	9,714	8,249	11,414	5,554	5,298	10,360	2,357	3,153	577	35	49,959
2022	9,990	8,532	11,884	5,816	5,565	10,791	2,475	3,272	601	36	51,945
2023	10,302	8,820	12,453	5,995	5,844	11,200	2,579	3,393	630	38	53,979
2024	10,631	9,110	13,050	6,232	6,028	11,782	2,686	3,552	657	39	56,152
2025	10,942	9,403	13,471	6,443	6,230	12,367	2,795	3,681	682	41	58,207
2026	11,260	9,702	13,924	6,712	6,429	12,801	2,903	3,815	710	43	60,161
2027	11,584	10,006	14,407	6,980	6,585	13,268	3,020	3,939	738	44	62,152
2028	11,930	10,320	14,891	7,129	6,822	13,704	3,143	4,105	768	46	64,108
2029	12,300	10,645	15,397	7,347	7,107	14,347	3,270	4,279	798	48	66,488
2030	12,695	10,986	16,045	7,596	7,273	14,820	3,404	4,457	830	50	68,750
2031	13,116	11,347	16,731	7,907	7,491	15,358	3,548	4,603	863	52	71,255
2032	13,552	11,705	17,131	8,214	7,735	15,874	3,692	4,765	896	54	73,483
TCMA^{2/} 2018-2032	3.0%	3.2%	3.8%	4.0%	3.5%	4.0%	4.3%	3.9%	4.2%	4.2%	3.6%

^{1/}Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.8. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN POR ESCENARIOS

(Megawatt-hora/hora)

Año	Bajo	TCA ^{1/}	Planeación	TCA ^{1/}	Alto	TCA ^{1/}
2017	43,319	5.9%	43,319	5.9%	43,319	5.9%
2018	44,335	2.3%	44,616	3.0%	44,814	3.5%
2019	45,430	2.5%	46,030	3.2%	46,444	3.6%
2020	46,691	2.8%	47,604	3.4%	48,174	3.7%
2021	47,911	2.6%	49,102	3.1%	49,959	3.7%
2022	49,228	2.7%	50,765	3.4%	51,945	4.0%
2023	50,561	2.7%	52,414	3.2%	53,979	3.9%
2024	51,968	2.8%	54,180	3.4%	56,152	4.0%
2025	53,307	2.6%	55,884	3.1%	58,207	3.7%
2026	54,623	2.5%	57,555	3.0%	60,161	3.4%
2027	55,972	2.5%	59,275	3.0%	62,152	3.3%
2028	57,292	2.4%	61,007	2.9%	64,108	3.1%
2029	58,921	2.8%	63,113	3.5%	66,488	3.7%
2030	60,443	2.6%	65,107	3.2%	68,750	3.4%
2031	62,124	2.8%	67,316	3.4%	71,255	3.6%
2032	63,564	2.3%	69,249	2.9%	73,483	3.1%
TMCA^{2/} 2018-2032		2.6%		3.2%		3.6%

^{1/}Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2017). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 3.3.9. DEMANDAS INTEGRADAS E INSTANTÁNEAS DEL SIN, ESCENARIOS DE ESTUDIO SELECCIONADOS 2018 - 2032.

(Megawatt-hora/hora; Megawatt)

AÑO	VERANO						INVIERNO					
	MÁXIMA						MEDIA				MÍNIMA	
	16:00 h		23:00 h		20:00 h		14:00 h ^{1/}		14:00 h ^{2/}		4:00 h ^{1/}	
	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW	MWh/h	MW
2018	44,616	45,955	43,446	44,746	38,427	38,847	35,671	36,102	31,876	32,261	28,491	28,835
2019	46,030	47,409	44,823	46,162	39,650	40,083	36,817	37,261	32,919	33,316	29,431	29,787
2020	47,604	49,038	46,325	47,715	40,832	41,278	37,883	38,341	33,772	34,179	30,157	30,521
2021	49,102	50,579	47,792	49,224	42,156	42,617	39,152	39,625	34,983	35,405	31,271	31,649
2022 ^{3/}	53,929	55,512	52,498	54,034	45,615	46,129	42,404	42,915	37,974	38,431	34,021	34,432
2023	55,677	57,309	54,174	55,757	47,055	47,584	43,727	44,254	39,123	39,594	35,025	35,447
2024	57,560	59,253	55,964	57,606	48,455	49,000	44,980	45,522	40,109	40,592	35,842	36,274
2025	59,368	61,124	57,734	59,434	49,919	50,481	46,392	46,951	41,417	41,915	37,081	37,527
2026	61,147	62,954	59,461	61,212	51,388	51,967	47,756	48,331	42,638	43,151	38,168	38,628
2027	62,978	64,840	61,243	63,047	52,921	53,516	49,185	49,778	43,920	44,448	39,314	39,788
2028	64,844	66,762	63,051	64,909	54,465	55,078	50,588	51,197	45,104	45,646	40,348	40,834
2029	67,094	69,086	65,225	67,153	56,192	56,824	52,217	52,846	46,553	47,113	41,679	42,181
2030	69,236	71,289	67,290	69,278	58,004	58,656	53,882	54,531	48,011	48,588	42,936	43,453
2031	71,574	73,694	69,529	71,582	59,885	60,558	55,594	56,264	49,474	50,069	44,178	44,710
2032	73,645	75,829	71,566	73,680	61,578	62,271	57,158	57,846	50,851	51,462	45,427	45,974

1/ Día hábil

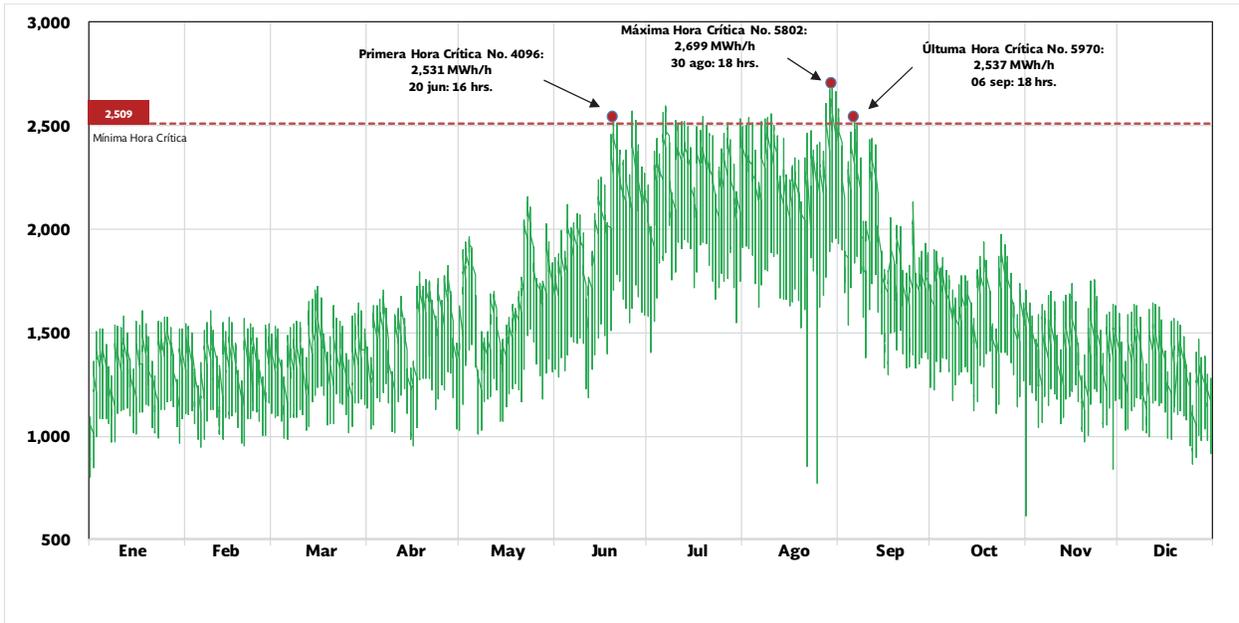
2/ Día no hábil

3/ En 2022 el SIN esta interconectado con BCN, BCS y MUL

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

GRÁFICO 3.3.5. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA 2017

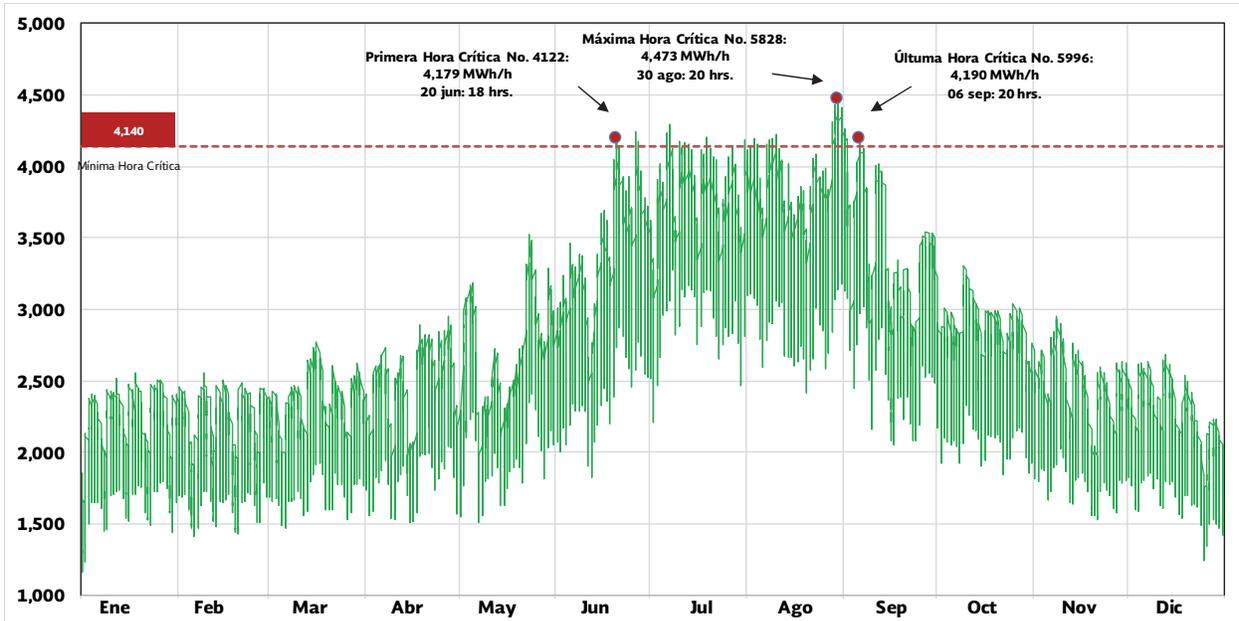
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.6. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA 2032

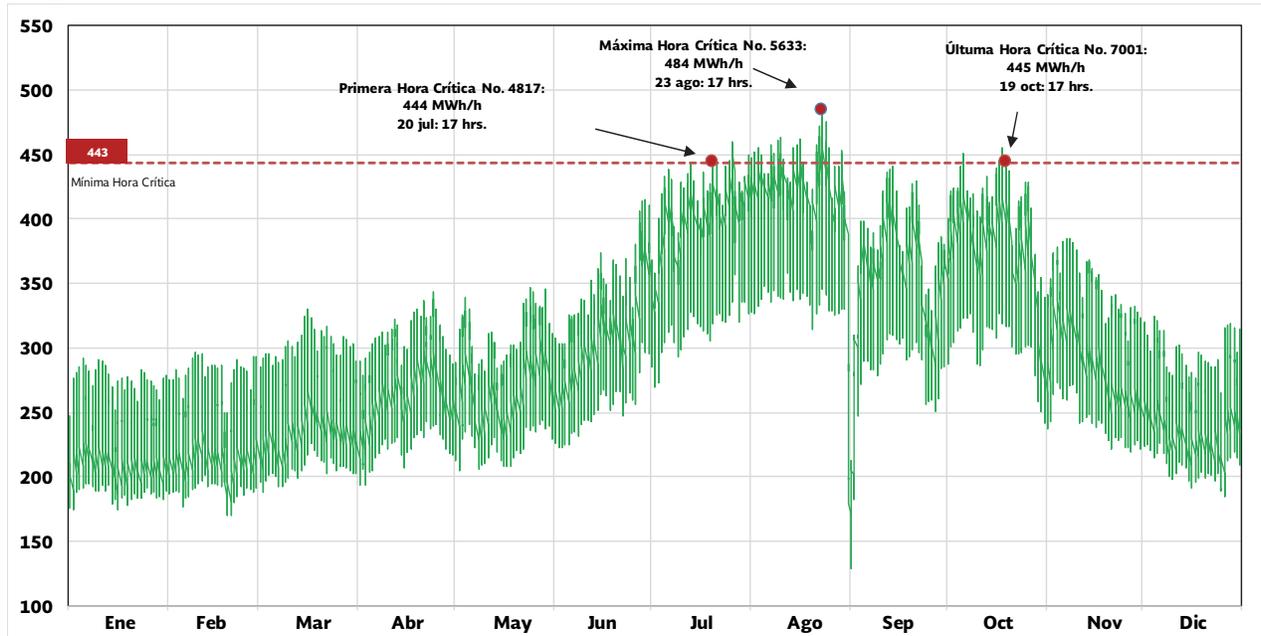
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.7. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA SUR^{1/} 2017

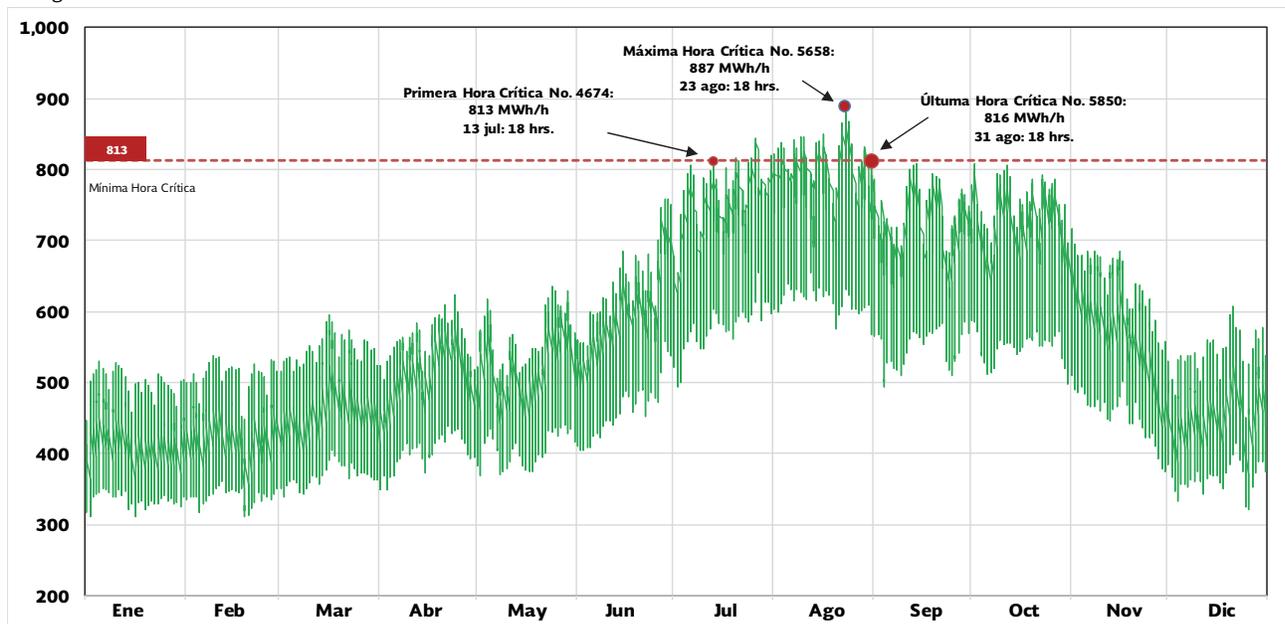
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.8. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE BAJA CALIFORNIA SUR^{1/} 2032

(Megawatt-hora/hora)

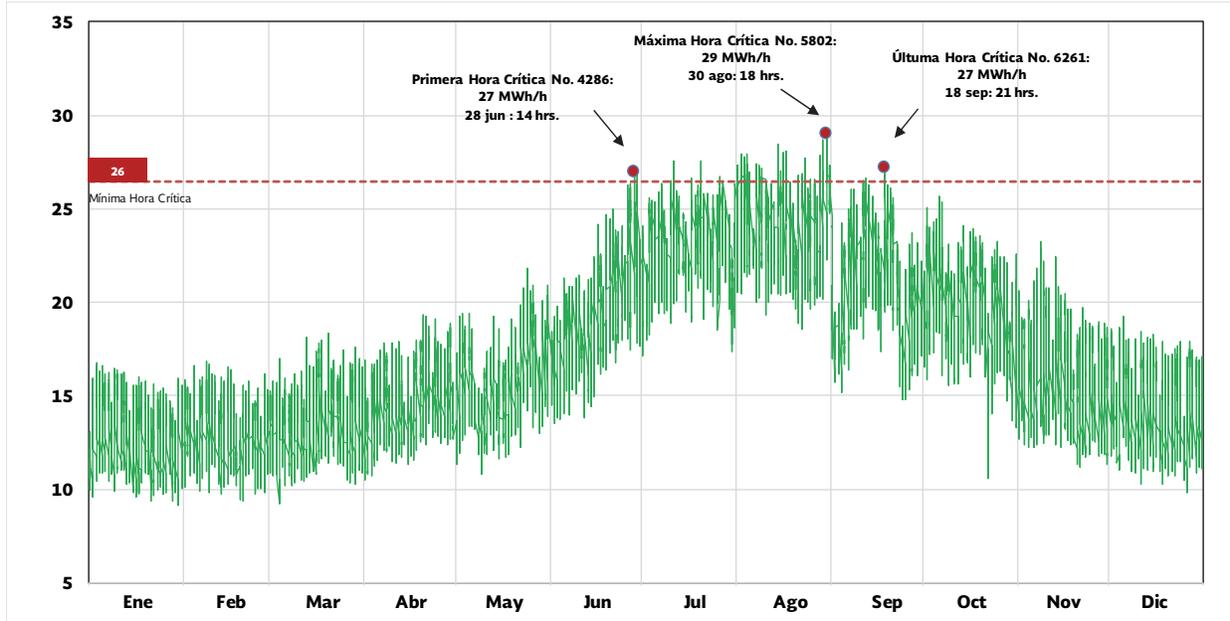


^{1/} Sistema La Paz.

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.9. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE MULEGÉ 2017

(Megawatt-hora/hora)

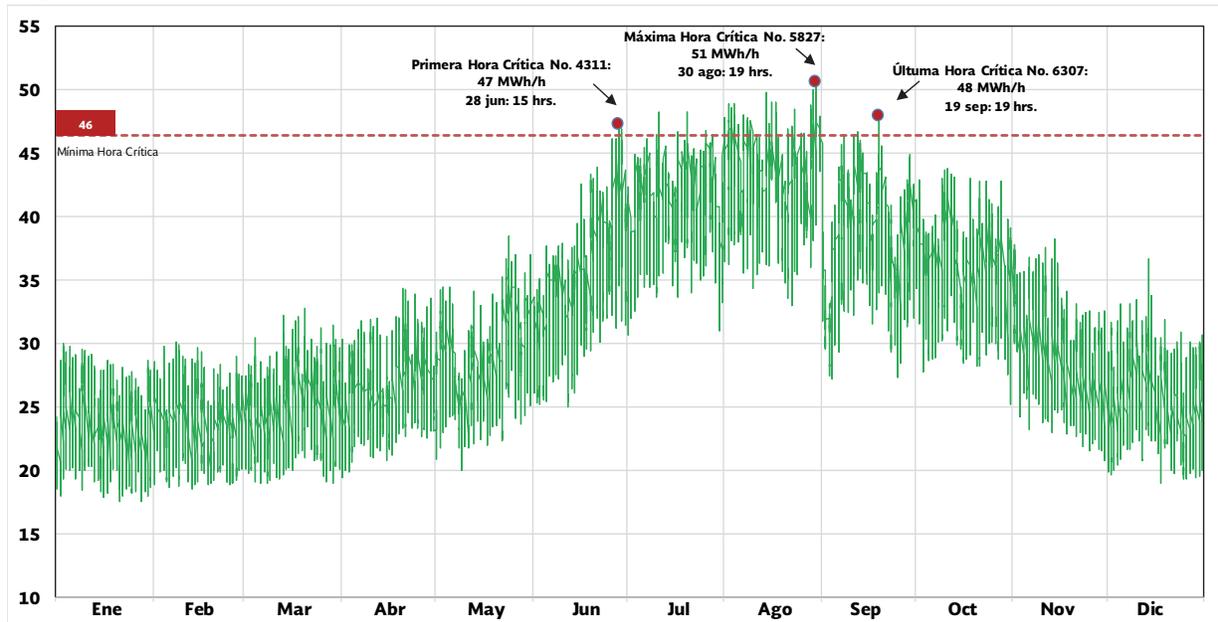


^{1/} Sistema La Paz.

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.10. CURVA DE DEMANDA HORARIA DE MULEGÉ 2032

(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.1.1. PLAN QUINQUENAL 2015-2019

PROYECTOS ADJUDICADOS A LA CFE						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Fecha de adjudicación	Fecha estimada de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (millones de dólares)
1	Tuxpan - Tula	HGO-PUE-VER	2015	2018	283	458
2	La Laguna - Aguascalientes	AGS-ZAC-DGO	2016	2018	600	473
3	Tula - Villa de Reyes	HGO-SLP	2015	2018	420	554
4	Villa de Reyes - Guadalajara	AGS-JAL-SLP	2016	2018	305	294
5	San Isidro - Samalayuca	CHIH	2015	2017	23	109
6	Samalayuca - Sásabe	CHIH-SON	2015	2018	650	571
7	Sur de Texas - Tuxpan	TAMS-VER	2016	2018	800	2111
OTROS PROYECTOS						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (millones de dólares)
8	Nueva Era	NL	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2018	273	-
9	Proyecto Estratégico de Almacenamiento	Por definir	2018-2019	Por definir	ND	Por definir
10	Jáltipan - Salina Cruz	El Gestor Independiente realizará una Temporada Abierta vinculante en el segundo semestre de 2018, para ratificar su pertinencia. En caso de que existan condiciones de demanda de capacidad de transporte que requieran de una licitación de infraestructura, el Gestor Independiente conducirá el proceso licitatorio y determinará la fecha definitiva para el inicio de operaciones.				
Total					3,354	4,570

Fuente: Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 - 2019. Actualizado conforme a Tercera Revisión aprobada por la SENER, en marzo de 2018, CENAGAS.

TABLA 4.1.2. GASODUCTOS CONCLUIDOS

Nombre	Inicio de Operación	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (millones de dólares)	Capacidad (mmpcd)
Tarahumara Pipeline (San Isidro - El Encino)	1 de julio de 2013	CHIH	381	369	850
NET México (Agua Dulce - Camargo)	1 de diciembre de 2014	TEX	200	725	2,100
Sierrita Gas Pipeline (Tucson - Sásabe) ^{1/}	22 de diciembre de 2014	ARI	97	182	195
Zacatecas (Aguascalientes - Calera)	22 de agosto de 2014	AGS-ZAC	172	70	40
Tamazunchale - El Sauz	6 de noviembre de 2014	SLP-QRO	229	448	630
Los Ramones Fase I (Camargo - Ramones)	1 de diciembre de 2014	TAMS-NL Nuevo León	116	587	2,100
Sásabe - Puerto Libertad (Proyecto Noroeste) ^{1/2/}	1 de diciembre de 2014	SON	218	569	195
Ampliación Mayakán (Nuevo Pemex)	1 de abril de 2015	TAB	75	140	300
Gasoducto Morelos (Nativitas - Huexca)	1 de diciembre de 2015	MOR-PUE-TLAX	160	212	330
Puerto Libertad - Guaymas (Proyecto Noroeste) ^{1/2/}	1 de diciembre de 2015	SON	297	---	195
Los Ramones Fase II (tramo Norte) ^{3/}	1 de enero de 2016	NL-SLP	447	1,563	1,430
Los Ramones Fase II (tramo Sur) ^{3/4/}	1 de junio de 2016	SLP-GTO-QRO	291	945	1,430
Trans-Pecos Pipeline (Waha-Presidio) ^{5/}	1 de marzo de 2017	TEX	238	643	1,356
Comanche Trail Pipeline. (Waha-San Elizario) ^{5/}	1 de enero de 2017	TEX	290	529	1,135
San Isidro-Samalayuca ^{5/}	1 de junio de 2017	CHIH	23	109	1,135
El Oro-Mazatlán (Proyecto Noroeste) ^{5/}	1 de agosto de 2017	SIN	431	405	202
Ojinaga-El Encino	1 de junio de 2017	CHIH	221	299	1,356
Guaymas-El Oro (Proyecto Noroeste) ^{5/}	1 de mayo de 2017	SIN-SON	331	429	510
Total ^{6/}			4,217	8,224	15,489

^{1/} Será expandida hasta 770 mmpcd de acuerdo con los requerimientos de CFE.^{2/} Inversión correspondiente al tramo completo Sásabe - Puerto Libertad - Guaymas.^{3/} La construcción del ducto concluyó y se encuentra empacado. El gas comenzará a fluir una vez terminado el proyecto Los Ramones Fase II (tramo Sur). Iniciará con capacidad de 1,000 mmpcd y en julio de 2016 la capacidad aumentará en 430.^{4/} La construcción ha concluido y se encuentra en fase de pruebas operativas.^{5/} Información de la CFE.^{6/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

TABLA 4.1.3. GASODUCTOS EN CONSTRUCCIÓN

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (millones de dólares)	Capacidad (mmpcd)
El Encino - Topolobampo (Noroeste)	1 de junio de 2018	CHIH-SON	551	1,008	670
El Encino - La Laguna ^{1/2/}	1 de marzo de 2018	CHIH-DUR	423	630	1,500
Nueva Era ^{2/3/4/}	2017	NL	273	609	504
Tuxpan - Tula ^{2/3/}	1 de diciembre de 2018	HGO-PUE-VER-MEX	283	458	886
La Laguna - Aguascalientes ^{3/}	1 de noviembre de 2018	DGO-ZAC-AGS	451	473	1,189
Tula - Villa de Reyes ^{3/5/}	1 de julio de 2018	HGO-SLP- QRO-GTO	418	554	886
Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara ^{2/3/}	1 de noviembre de 2018	SLP-AGS-JAL	374	293	886
Samalayuca - Sásabe ^{3/}	1 de noviembre de 2018	CHIH-SON	614	570	472
Nueces-Brownsville ^{2/}	1 de octubre de 2018	TEX	270	2,911	2,600
Sur de Texas - Tuxpan (Marino) ^{3/}	1 de octubre de 2018	TAMS-VER	742	2,111	2,600
Total ^{6/}			4,399	9,617	12,193

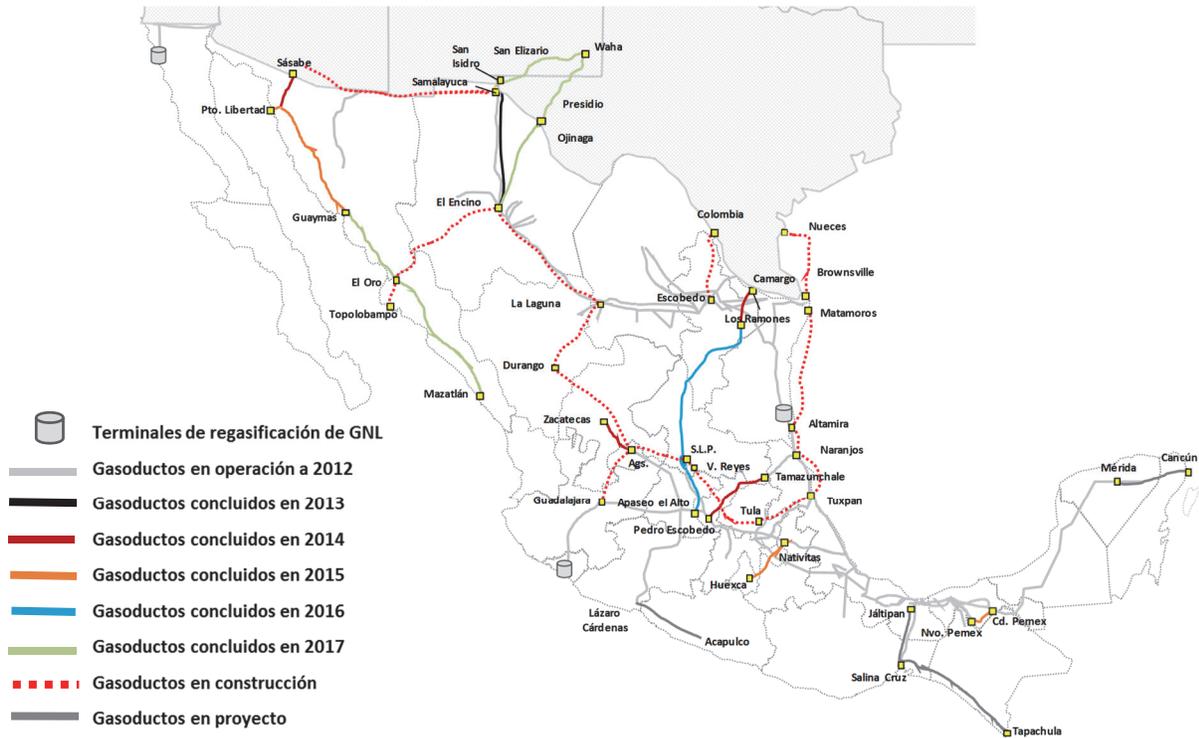
^{1/} Programa Nacional de Infraestructura. ^{2/} Información de la CFE. ^{3/} Programa Nacional de Infraestructura y Plan Quinquenal. ^{4/} La longitud total del proyecto es de 300 km conformado por 27 km en Estados Unidos y 273 km en México. ^{5/} La longitud total del proyecto incluye la Línea Principal y el Ramal Salamanca. ^{6/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

TABLA 4.1.4. GASODUCTOS EN PROYECTOS

Nombre	Inicio de Operación estimada	Estados beneficiados	Longitud (km)	Inversión (millones de dólares)	Capacidad (mmpcd)
Mérida - Cancún ^{1/}	ND	YUC-QR	300	463	ND
Jáltipan - Salina Cruz ^{3/4/}	ND	VER-OAX	NA	NA	ND
Lázaro Cárdenas - Acapulco ^{2/}	ND	MICH-GRO	331	456	ND
Salina Cruz - Tapachula ^{5/}	ND	OAX-CHIS	400	ND	ND
Total ^{6/}			1,031	919	-

^{1/} Información del Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (Gasoducto desclasificado por la SENER como de cobertura social en abril de 2018. ^{2/} Programa Nacional de Infraestructura. ^{3/} Programa Nacional de Infraestructura y Plan Quinquenal. ^{4/} Por definir en Temporada Abierta que llevará a cabo el CENAGAS en el segundo semestre de 2018. ^{5/} Información considerada originalmente en el Plan Quinquenal 2015-2019. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

MAPA 4.1.1. RED NACIONAL DE GASODUCTOS



Fuente: Subsecretaría de Hidrocarburos y CENAGAS.

TABLA 4.2.1. CAPACIDAD FIRME

Tecnología	Factor
Ciclo combinado	0.89
Eólica (valor medio)	0.15
Hidroeléctrica	Con regulación: 0.79
	Central: 0.78
	Oriental: 0.77
	Occidental: 0.80
	Noroeste: 0.25
	Norte: 0.74
	Noreste: 0.82
Baja California: 0.82	
Solar (valor medio)	0.03
Turbogás	0.88

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en la información de las centrales en operación (2000-2016).

TABLA 4.2.2. EFICIENCIA TÉRMICA

(Porcentaje)

Tecnología	Intervalo
Carboeléctrica	30 - 40
Ciclo combinado	40 - 51
Combustión Interna	30 - 45
Nucleoeléctrica	35
Termoeléctrica convencional	17 - 30
Turbogás	22 - 45

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en información de las centrales eléctricas en operación (2013-2015).

TABLA 4.2.3. EMISIONES CONTAMINANTES POR TECNOLOGÍA

(Kg/MWh)

Tecnología	Contaminante (valor medio)			
	CO ₂	NO _x	SO ₂	Partículas
Carboeléctrica (≤ 350 MW)	791.0	6.1	9.9	0.5
Carboeléctrica (> 350 MW)	542.4	4.0	3.0	0.3
Ciclo combinado	393.3	1.4	0.2	0.0
Combustión Interna (≤ 20 MW)	757.7	16.5	14.7	0.2
Combustión Interna (> 20 MW)	619.4	11.6	14.5	0.3
Lecho fluidizado	805.6	0.0	2.6	0.1
Termoeléctrica convencional (≤ 115 MW)	805.7	1.3	14.7	1.0
Termoeléctrica convencional (≤ 250 MW)	600.5	0.9	9.7	0.6
Termoeléctrica convencional (> 250 MW)	678.4	1.1	12.7	0.8
Turbogás (diésel)	1,408.3	8.2	47.2	0.1
Turbogás (gas)	525.5	1.8	0.0	0.0

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2015- 2016).

TABLA 4.2.4. FACTOR DE PLANTA

(Porcentaje)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	80.0
Ciclo combinado (≤ 300 MW)	85.0
Ciclo combinado (> 300 MW)	70.0
Combustión Interna (≤ 3 MW)	65.0
Combustión Interna (> 3 MW)	75.0
Geotérmica	80.0
Lecho Fluidizado	85.0
Nucleoeléctrica	90.0
Termoeléctrica convencional	60.0
Turbogás (≤ 42 MW)	65.0
Turbogás (> 42 MW)	40.0

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con los factores de planta máximos reportados por las centrales eléctricas en operación (2014-2016), según su tamaño y tecnología.

MAPA 4.2.1. FACTORES DE PLANTA EÓLICOS POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN (Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.2.2. FACTORES DE PLANTA SOLAR POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN (Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.2.5. TASAS DE MANTENIMIENTO

(Porcentaje)

Tecnología	Región de Control							
	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California ^{1/}
Carboeléctrica	15.1	-	-	-	-	9.3	-	-
Ciclo combinado	10.5	4.3	3.0	11.9	6.4	5.6	10.8	5.2
Combustión Interna	-	-	10.6	-	-	-	5.3	10.6
Geotérmica	-	4.6	5.1	-	-	-	-	5.4
Hidroeléctrica	6.2	9.9	5.1	7.7	9.9	3.4	-	-
Nucleoeléctrica	-	10.7	-	-	-	-	-	-
Termoeléctrica convencional	8.4	9.0	10.1	13.0	15.8	17.5	10.9	6.7
Turbogás	8.1	5.8	1.1	11.5	5.1	1.1	10.5	1.8

^{1/} Incluye Baja California Sur y Mulegé. Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en la información de mantenimientos reales de las centrales en operación en los años 2015 y 2016 y las tasas de mantenimiento reportadas por el CENACE para el periodo 2010-2014.

TABLA 4.2.6. TASAS DE SALIDA FORZADA

(Porcentaje)

Tecnología	Tasa de salida forzada
Carboeléctrica	6.6
Ciclo combinado	8.8
Combustión Interna	7.1
Geotérmica	13.2
Hidroeléctrica	1.0
Nucleoeléctrica	11.7
Termoeléctrica convencional	6.7
Turbogás	6.8

Fuente: Elaborado por la SENER con información reportada por el CENACE para el periodo 2010-2014.

TABLA 4.2.7. RÉGIMEN TÉRMICO

(GJ/MWh)

Tecnología	Intervalo
Carboeléctrica	9 - 12
Ciclo combinado	7 - 9
Combustión Interna	7 - 12
Nucleoeléctrica	10.4
Termoeléctrica convencional	8 - 21
Turbogás	8 - 22

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en información de las centrales eléctricas en operación (2013-2016).

TABLA 4.2.8. USOS PROPIOS

(Porcentaje)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	7.3
Ciclo combinado	2.6
Combustión Interna	3.0
Eólica	1.0
Frenos Regenerativos	1.0
Geotérmica	5.1
Hidroeléctrica Mayores	0.8
Hidroeléctrica Menores	1.2
Lecho Fluidizado	7.3
Nucleoeléctrica	3.5
Solar fotovoltaica	1.9
Termoeléctrica convencional	6.5
Termosolar	1.9
Turbogás	2.1

Fuente: Elaborado por la SENER. Valores calculados con base en información de las centrales eléctricas en operación (2014-2016).

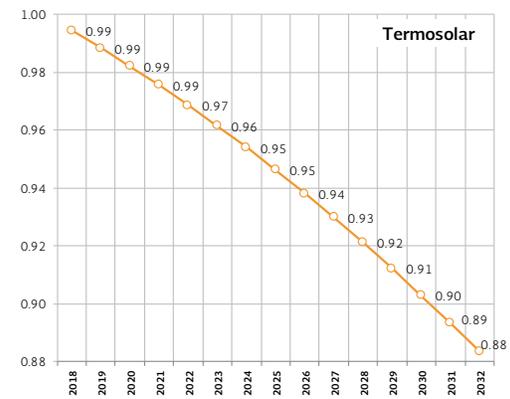
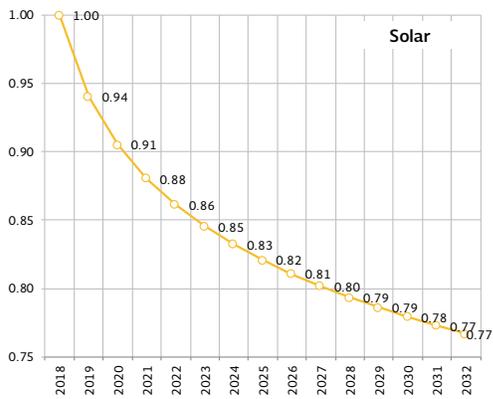
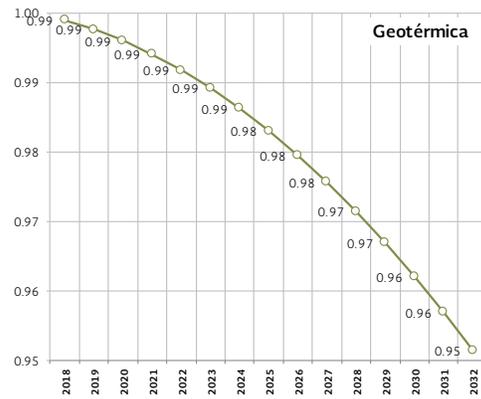
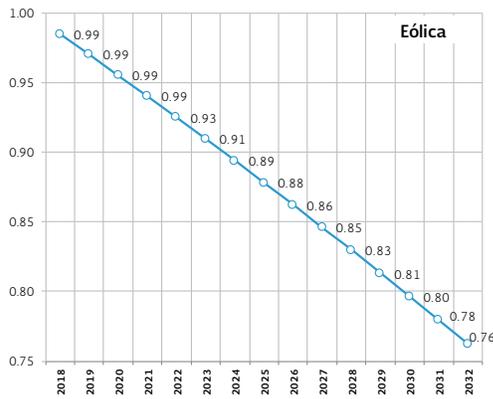
TABLA 4.2.9. VIDA ÚTIL

(Años)

Tecnología	Vida útil
Carboeléctrica	40
Ciclo combinado	30
Combustión Interna	25
Eólica	25
Frenos Regenerativos	25
Geotérmica	30
Hidroeléctrica	60
Lecho Fluidizado	40
Nucleoeléctrica	60
Solar fotovoltaica	30
Termoeléctrica convencional	30
Termosolar	35
Turbogás	30

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016), Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis 10.0 (Lazard, 2016), Projected Costs of Generating Electricity (IEA 2015), Technology Data for Energy Plants Updated chapters (Danish Energy Agency, 2016).

GRÁFICO 4.2.1. CURVAS DE APRENDIZAJE (Porcentaje, Base 2017=1)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de 1. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, 2012, prepared for NREL, Black&Veatch. 2. Modeling Technology Learning for Electricity Supply Technologies, The Electric Power Research Institute (EPRI), 2013. 3. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017, NREL, 2017. 4. The Power to Change: Solar and Wind cost reduction potential to 2025, IRENA, 2016.

TABLA 4.2.10. COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

(Dólares (2017)/kilowatt-año)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	33.8
Ciclo combinado	19.0
Combustión Interna	46.4
Eólica	38.1
Geotérmica	105.1
Hidroeléctrica	24.4
Nucleoeléctrica	101.1
Solar fotovoltaica	10.7
Termoeléctrica convencional	35.8
Termosolar	48.6
Turbogás	5.1

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016), Lazard's Levelized Cost of energy Analysis (Versión 10.0).

TABLA 4.2.11. COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN

(Dólares (2017)/kilowatt-año)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	1,425.5
Ciclo combinado	1,013.2
Combustión Interna	2,877.3
Eólica	1,423.0
Geotérmica	1,889.6
Hidroeléctrica	1,931.2
Nucleoeléctrica	3,988.5
Solar fotovoltaica (5 MW)	1,380.0
Solar fotovoltaica (10 MW)	1,260.0
Solar fotovoltaica (50 MW)	1,120.0
Solar fotovoltaica (100 MW)	1,030.0
Termoeléctrica convencional	2,045.1
Termosolar	6,606.9
Turbogás	813.2

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016). Lazard's Levelized Cost of energy Analysis (Versión 10.0). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017, NREL, 2017.

TABLA 4.2.12. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

(Dólares (2017)/kilowatt-año)

Tecnología	Valor medio
Carboeléctrica	2.4
Ciclo combinado	3.3
Combustión Interna	5.2
Geotérmica	0.1
Nucleoeléctrica	2.4
Termoeléctrica convencional	3.0
Turbogás	4.8

Fuente: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016). Lazard's Levelized Cost of energy Analysis (Versión 10.0).

TABLA 4.2.13. CAPACIDAD ACTUAL Y FUTURA DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017-2024

(Megawatt)

Región de Control/Enlace		2017 ^{1/} (MW)	Capacidad Futura ^{1/}	Fecha de Entrada en Operación Factible
01-Central				
Querétaro (30)	Central (31)	1,750	-	
Lázaro Cárdenas (29)	Central (31)	2,900	-	
Poza Rica (32)	Central (31)	4,000	-	
Puebla (34)	Central (31)	3,000	5,500	2022
02-Oriental				
Acapulco (35)	Puebla (34)	300	-	
Veracruz (33)	Puebla (34)	1,100	-	
Veracruz (33)	Temascal (36)	440	-	
Veracruz (33)	Poza Rica (32)	750	-	
Grijalva (39)	Temascal (36)	2,800	-	
Grijalva (39)	Coatzacoalcos (37)	2,100	-	
Coatzacoalcos (37)	Temascal (36)	1,750	-	
Poza Rica (32)	Puebla (34)	310	-	
Temascal (36)	Puebla (34)	3,000	-	
Ixtepec (40)	Temascal (36)	2,500	3,000	2020
Ixtepec (40)	Puebla (34)	-	3,000	2022
Grijalva (39)	Tabasco (38)	1,400	-	
03-Occidental				
Tepic (22)	Guadalajara (23)	1,150	1,380	2019
Manzanillo (27)	Guadalajara (23)	2,800	-	
Guadalajara (23)	Aguascalientes (24)	1,000	-	
Guadalajara (23)	Salamanca (26)	700	-	
Guadalajara (23)	Carapan (28)	700	-	
Guadalajara (23)	Lázaro Cárdenas (29)	600	-	
Lázaro Cárdenas (29)	Carapan (28)	600	-	

Región de Control/Enlace		2017 ^{1/} (MW)	Capacidad Futura ^{1/}	Fecha de Entrada en Operación Factible
Carapan (28)	Salamanca (26)	700	-	
Aguascalientes (24)	Salamanca (26)	1,400	-	
San Luis Potosí (25)	Aguascalientes (24)	1,300	-	
Querétaro (30)	San Luis Potosí (25)	300	-	
Salamanca (26)	Querétaro (30)	1,600	-	
Lázaro Cárdenas (29)	Acapulco (35)	350	-	
04-Noroeste				
Cananea (2)	Moctezuma (8)	400	-	
Cananea (2)	Hermosillo (1)	975	1,100	2022
Hermosillo (1)	Obregón (3)	1,400		
Obregón (3)	Los Mochis (4)	600	1,230	2019
Culiacán (5)	Los Mochis (4)	750	1,750	2019
Mazatlán (6)	Culiacán (5)	1,450	-	
Mazatlán (6)	Tepic (22)	1,380	-	
05-Norte				
Juárez (7)	Moctezuma (8)	965	965	2018
Moctezuma (8)	Chihuahua (9)	640	950	2019
Chihuahua (9)	Laguna (11)	330	-	
Laguna (11)	Durango (10)	550	-	
Durango (10)	Aguascalientes (24)	300	350	2019
Durango (10)	Mazatlán (6)	600	700	2,019
Laguna (11)	Saltillo (17)	550	-	
Río Escondido (12)	Chihuahua (9)	450	-	
06-Noreste				
Río Escondido (12)	Nuevo Laredo (13)	400	-	
Reynosa (14)	Nuevo Laredo (13)	100	-	
Matamoros (15)	Reynosa (14)	1,400	-	
Río Escondido (12)	Monterrey (16)	2,100	-	
Reynosa (14)	Monterrey (16)	1,900	1,980/2,770	2020/2022
Huasteca (19)	Güémez (21)	1,700	1,800	2019
Güémez (21)	Monterrey (16)	1,500	1,800	2019
Saltillo (17)	Aguascalientes (24)	1,260	1,500	2019
Huasteca (19)	Poza Rica (32)	1,600	-	
Valles (18)	San Luis Potosí (25)	1,500	-	
Tamazunchale (20)	Querétaro (30)	1,750	-	
Huasteca (19)	Valles (18)	1,050	-	
Huasteca (19)	Tamazunchale (20)	1,200	-	
Monterrey (16)	Saltillo (17)	1,500	2,500	2019
07-Peninsular				
Tabasco (38)	Lerma (41)	1,200	-	
Lerma (41)	Mérida (42)	800	-	
Mérida (42)	Cancún (43)	825	-	
Mérida (42)	Chetumal (44)	250	-	
Cancún (43)	Cozumel (45)	48	66 /194	2020 / 2022
Lerma (41)	Chetumal (44)	206	-	

Región de Control/Enlace		2017 ^{1/} (MW)	Capacidad Futura ^{1/}	Fecha de Entrada en Operación Factible
Grijalva (39)	Cancún (43)	-	1,500	2023
08-Baja California				
Tijuana (46)	Mexicali (48)	520	800	2022
Tijuana (46)	Ensenada (47)	255	-	
Tijuana (46)	E.U.A. - WEEC	408	-	
Mexicali (48)	San Luis Río Colorado (49)	315	-	
Hermosillo (1)	Mexicali (48)	-	1,500	2023
09-Baja California Sur				
Villa Constitución (50)	La Paz (51)	90	545	2023
La Paz (51)	Los Cabos (52)	180	-	
Hermosillo (1)	Mulegé (53)	-	850	2024
10-Mulegé				
Mulegé (53)	Villa Constitución (50)	-	700	2024

^{1/} Bajo condiciones de demanda máxima (verano). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 4.2.14. COSTO DE CONSTRUCCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN, CIRCUITO Y CONDUCTOR POR FASE^{1/}
(Dólares (2017)/kilómetro)

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
1	Acapulco	Puebla	379.7	411.2	638.2	761.1
2	Aguascalientes	Salamanca	568.9	600.4	900.2	1,023.2
3	Cananea	Hermosillo	267.4	298.9	482.7	502.9
4	Cananea	Moctezuma	633.2	664.7	989.2	1,112.2
5	Carapan	Salamanca	548.3	579.8	871.7	994.6
6	Chihuahua	Laguna	729.5	761.0	1,122.6	1,245.5
7	Coahuila	Temascal	319.9	351.4	555.4	678.3
8	Durango	Aguascalientes	393.9	425.3	657.8	780.7
9	Grijalva	Coahuila	319.9	351.4	555.4	678.3
10	Grijalva	Tabasco	270.1	301.6	486.5	609.4
11	Grijalva	Temascal	208.3	239.8	400.9	523.8
12	Guadalajara	Aguascalientes	484.7	516.1	783.5	906.5
13	Guadalajara	Carapan	472.3	503.8	766.4	889.3
14	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	472.3	503.8	766.4	889.3
15	Guadalajara	Salamanca	672.9	704.4	1,044.1	1,167.1
16	Huasteca	Tamazunchale	401.3	432.8	668.1	791.0
17	Huasteca	Valles	401.3	432.8	668.1	791.0
18	Huasteca	Monterrey	385.0	416.5	645.5	768.5
19	Huasteca	Poza Rica	416.4	447.9	689.0	811.9
20	Laguna	Durango	443.0	474.4	725.8	848.7
21	Laguna	Saltillo	460.0	491.5	749.4	872.3

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
22	Lázaro Cárdenas	Acapulco	438.7	470.1	719.8	842.8
23	Lázaro Cárdenas	Carapan	347.7	379.2	593.9	716.9
24	Lázaro Cárdenas	Salamanca	548.3	579.8	871.7	994.6
25	Lázaro Cárdenas	Central	637.5	669.0	995.2	1,118.1
26	Lerma	Chetumal	441.4	430.8	719.8	860.9
27	Lerma	Mérida	421.6	453.0	696.1	502.9
28	Manzanillo	Guadalajara	473.5	504.9	768.0	891.0
29	Matamoros	Reynosa	386.5	418.0	647.6	770.5
30	Mazatlán	Culiacán	275.8	307.3	494.4	617.3
31	Mazatlán	Durango	350.9	382.4	598.3	721.2
32	Mazatlán	Tepic	410.1	441.6	680.3	803.2
33	Mérida	Cancún	314.7	346.2	548.2	671.2
34	Mérida	Chetumal	314.7	346.2	548.2	671.2
35	Mexicali	Ensenada	564.1	595.6	893.5	1,016.4
36	Poza Rica	Central	556.1	587.6	882.5	1,005.4
37	Poza Rica	Puebla	323.1	354.6	559.8	682.8
38	Querétaro	San Luis Potosí	395.1	426.5	659.5	782.4
39	Querétaro	Central	414.9	446.4	686.9	809.8
40	Reynosa	Nuevo Laredo	386.5	418.0	647.6	770.5
41	Río Escondido	Chihuahua	999.1	1,030.6	1,495.8	1,618.7
42	Río Escondido	Monterrey	601.6	633.0	945.4	1,068.3
43	Río Escondido	Nuevo Laredo	550.9	582.4	875.2	998.1
44	Salamanca	Central	682.8	714.3	1,057.9	1,180.8
45	Salamanca	Querétaro	576.4	607.9	910.6	1,033.5
46	San Luis Potosí	Aguascalientes	380.7	397.3	639.6	762.6
47	Tabasco	Lerma	409.1	440.6	679.0	801.9
48	Tamazunchale	Central	637.8	669.3	995.5	1,118.5
49	Tamazunchale	Querétaro	395.1	426.5	659.5	782.4
50	Temascal	Acapulco	376.5	408.0	633.8	756.7
51	Temascal	Puebla	226.6	258.1	426.2	549.2
52	Tepic	Guadalajara	570.6	602.1	902.6	1,025.5
53	Tijuana	Ensenada	564.1	595.6	893.5	1,016.4
54	Valles	San Luis Potosí	386.2	417.7	647.2	770.1
55	Veracruz	Poza Rica	416.4	447.9	689.0	811.9
56	Veracruz	Puebla	323.1	354.6	559.8	682.8
57	Veracruz	Temascal	319.9	351.4	555.4	678.3

^{1/} Valor medio que incluye los conceptos de construcción, ingeniería, supervisión y pruebas, y derechos de vía. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 4.2.15. FACTOR DE PARTICIPACIÓN DE CARGA POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN
(Porcentaje)

Región de Control	Región de Transmisión	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Noroeste	1	31.5	31.5	31.6	31.4	31.6	31.7	32.0	32.2	32.6	32.8	33.0	33.1	33.2	33.4	33.5	
	2	14.5	14.1	13.9	13.7	13.4	13.1	12.8	12.6	12.3	12.1	11.8	11.6	11.4	11.2	11.1	
	3	17.0	16.9	16.9	16.9	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.9	16.9	16.9
	4	13.4	13.9	14.1	14.3	14.6	14.7	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8
	5	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.6	15.6	15.6
	6	7.9	7.8	7.8	8.0	8.0	7.9	7.9	8.0	7.9	8.0	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
Norte		100.0															
	7	20.0	20.3	19.9	19.8	19.9	19.9	19.9	20.0	20.1	20.3	20.4	20.5	20.5	20.6	20.7	
	8	10.8	11.1	11.3	11.5	11.4	11.5	11.5	11.5	11.6	11.6	11.6	11.7	11.7	11.7	11.8	
	9	37.3	36.9	36.4	36.5	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.6	36.6	36.5	36.5	
	10	7.9	7.7	8.3	8.4	8.6	8.5	8.5	8.5	8.5	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	
Noreste	11	24.1	24.1	24.2	23.8	23.5	23.5	23.3	23.2	23.1	23.0	22.9	22.8	22.8	22.7	22.6	
		100.0															
	12	4.7	4.6	4.4	4.4	4.4	4.5	4.6	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	
	13	4.2	4.1	4.0	4.0	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.1	
	14	8.4	8.4	8.2	8.4	8.3	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.5	
	15	4.7	4.6	4.5	4.5	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	
	16	53.5	53.0	53.0	52.9	53.4	53.2	53.1	53.0	52.8	52.8	52.8	52.7	52.6	52.5	52.3	
	17	10.1	10.9	12.1	12.1	12.0	12.0	12.0	12.0	11.9	11.9	11.8	11.7	11.6	11.6	11.5	
	18	3.7	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	
	19	8.0	7.9	7.6	7.5	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	7.6	7.6	7.7	
	20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
21	2.8	2.8	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9		
Occidental		100.0															
	22	4.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	
	23	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.7	23.7	23.7	23.7	23.8	23.8	23.9	23.9	24.0	24.0	

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

Región de Control	Región de Transmisión	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	24 Aguascalientes	20.3	20.3	20.3	20.4	20.3	20.2	20.2	20.1	20.1	20.0	20.0	19.9	19.9	19.9	19.8	
	25 San Luis Potosí	10.2	10.3	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.3
	26 Salamanca	10.2	10.2	10.3	10.5	10.6	10.6	10.6	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.6	10.6	10.6	10.6
	27 Manzanillo	3.7	3.6	3.6	3.5	3.4	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
	28 Carapan	6.5	6.4	6.4	6.3	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.6	6.6	6.6
	30 Querétaro	21.3	21.3	21.2	21.1	21.0	20.9	20.8	20.8	20.8	20.7	20.7	20.7	20.6	20.6	20.6	20.5
Central		100.0															
	31 Central	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	
	29 Lázaro Cárdenas	97.0	97.1	97.1	97.1	97.1	97.1	97.1	97.0	97.0	96.9	96.9	96.9	96.8	96.8	96.7	
Oriental		100.0															
	32 Poza Rica	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	
	33 Veracruz	8.4	8.4	8.3	8.2	8.4	8.3	8.6	8.6	8.6	8.5	8.5	8.4	8.3	8.3	8.3	
	34 Puebla	29.7	29.7	29.5	29.5	29.3	29.2	29.0	28.9	28.9	28.8	28.8	28.7	28.7	28.7	28.7	
	35 Acapulco	7.2	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	
	36 Tamascal	11.4	11.4	11.4	11.3	11.1	11.0	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.8	
	37 Coatzacoalcos	9.8	9.7	9.7	9.6	9.5	9.3	9.2	9.2	9.1	9.0	8.9	8.9	8.8	8.7	8.7	
	38 Tabasco	13.7	13.8	13.9	14.1	14.3	14.4	14.5	14.7	14.8	14.8	14.9	15.0	15.1	15.2	15.3	
	39 Grijalva	9.0	9.1	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9	9.9	9.9	10.0	10.1	10.1	10.2	
	40 Ixtepec	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	
	Peninsular		100.0														
	41 Lerma	15.3	15.4	15.5	15.6	15.6	15.7	15.7	15.7	15.8	15.7	15.7	15.7	15.7	15.8	15.8	
	42 Mérida	38.0	37.6	37.1	36.7	36.5	36.2	36.0	35.9	35.8	35.9	36.0	36.0	36.3	36.6	36.8	
	43 Cancún	40.2	40.3	40.8	41.1	41.2	41.4	41.4	41.4	41.6	41.6	41.5	41.4	41.0	40.7	40.4	
	44 Chetumal	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	
	45 Cozumel	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.7	
Baja California		100.0															
	46 Tijuana	31.3	31.5	31.7	31.8	31.8	31.9	31.9	32.0	32.1	32.1	32.1	32.2	32.3	32.4	32.4	
	47 Ensenada	7.8	8.0	7.9	7.9	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.1	8.1	
	48 Mexicali	49.8	49.4	49.3	49.1	48.9	48.7	48.6	48.4	48.3	48.3	48.2	47.9	47.8	47.6	47.5	



Región de Control	Región de Transmisión	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	49 San Luis Río Colorado	11.1	11.1	11.1	11.1	11.2	11.3	11.4	11.5	11.6	11.7	11.8	11.9	11.9	12.0	12.0
Baja California Sur		100.0														
	50 Villa Constitución	12.8	12.7	12.6	12.7	12.8	12.7	12.8	12.8	12.9	12.9	13.0	13.0	13.1	13.1	13.1
	51 La Paz	45.9	45.4	44.6	44.8	44.7	44.1	44.0	43.7	43.5	43.2	42.9	42.5	42.3	41.9	41.7
	52 Los Cabos	41.3	41.9	42.8	42.5	42.5	43.2	43.3	43.4	43.6	43.9	44.1	44.5	44.6	45.0	45.2
Mulegé	53 Mulegé	100.0														

Nota: Demandas coincidentes por región de transmisión en el punto operativo demanda máxima para cada una de las regiones de control. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.2.16. FLUJO MÁXIMO POR NIVEL DE TENSIÓN, CIRCUITO Y CONDUCTOR POR FASE^{1/}
(Megawatt)

No.	Enlace		Tensión:230 Kv	Tensión:230 Kv	Tensión:400 Kv	Tensión:400 Kv
	Región de Transmisión		Conductores por Fase: 1	Conductores por Fase: 2	Conductores por Fase: 2	Conductores por Fase: 3
			Circuitos: 2	Circuitos: 2	Circuitos: 2	Circuitos: 2
1	Acapulco	Puebla	173.6	218.4	660.4	733.1
2	Aguascalientes	Salamanca	250.6	315.2	953.4	1,058.4
3	Cananea	Hermosillo	174.7	247.9	664.5	737.6
4	Cananea	Moctezuma	149.6	166.1	569.0	631.6
5	Carapan	Salamanca	197.1	193.3	749.8	832.4
6	Chihuahua	Laguna	132.1	221.0	502.3	557.6
7	Coahuila	Temascal	153.7	226.4	0.0	648.9
8	Durango	Aguascalientes	175.7	221.0	668.5	742.2
9	Grijalva	Coahuila	180.0	180.4	684.8	760.2
10	Grijalva	Tabasco	175.7	203.4	668.5	742.2
11	Grijalva	Temascal	143.4	256.8	545.6	605.6
12	Guadalajara	Aguascalientes	161.7	181.8	615.1	682.9
13	Guadalajara	Carapan	204.2	189.7	776.7	862.2
14	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	144.5	208.0	549.7	610.3
15	Guadalajara	Salamanca	150.8	259.8	573.7	636.9
16	Huasteca	Tamazunchale	165.4	210.6	629.1	698.4
17	Huasteca	Valles	206.5	194.0	785.7	872.2
18	Huasteca	Monterrey	167.4	190.9	636.9	707.0
19	Huasteca	Poza Rica	154.3	182.3	586.9	651.5
20	Laguna	Durango	151.8	192.1	577.3	640.9
21	Laguna	Saltillo	145.0	202.9	551.4	612.1
22	Lázaro Cárdenas	Acapulco	152.7	166.1	580.9	644.9
23	Lázaro Cárdenas	Carapan	161.3	179.5	613.6	681.2
24	Lázaro Cárdenas	Salamanca	132.1	258.8	502.3	557.6
25	Lázaro Cárdenas	Central	142.8	206.0	543.0	602.8
26	Lerma	Chetumal	205.8	258.8	782.7	868.9
27	Lerma	Mérida	163.8	188.1	622.9	691.5
28	Manzanillo	Guadalajara	168.7	212.1	641.6	712.2
29	Matamoros	Reynosa	246.9	310.5	939.0	1,042.4
30	Mazatlán	Culiacán	151.5	190.5	576.1	639.6
31	Mazatlán	Durango	149.9	188.5	570.2	632.9
32	Mazatlán	Tepic	140.8	177.1	535.5	594.5
33	Mérida	Cancún	169.5	213.1	644.7	715.7
34	Mérida	Chetumal	132.6	166.8	504.5	560.1
35	Mexicali	Ensenada	192.4	242.0	731.9	812.5
36	Poza Rica	Central	143.6	180.7	546.4	606.6
37	Poza Rica	Puebla	192.4	242.0	731.9	812.5
38	Querétaro	San Luis Potosí	186.4	234.5	709.2	787.3
39	Querétaro	Central	216.7	272.5	824.3	915.0
40	Reynosa	Nuevo Laredo	242.1	304.5	921.1	1,022.5
41	Río Escondido	Chihuahua	120.9	152.0	459.8	510.4
42	Río Escondido	Monterrey	166.6	209.6	633.8	703.6
43	Río Escondido	Nuevo Laredo	165.4	208.0	629.1	698.4
44	Salamanca	Central	166.2	209.0	632.2	701.9
45	Salamanca	Querétaro	246.9	310.5	939.0	1,042.4
46	San Luis Potosí	Aguascalientes	178.4	224.4	678.7	753.4

No.	Enlace		Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 1 Circuitos: 2	Tensión:230 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 2 Circuitos: 2	Tensión:400 Kv Conductores por Fase: 3 Circuitos: 2
	Región de Transmisión					
47	Tabasco	Lerma	130.9	164.7	498.0	552.9
48	Tamazunchale	Central	130.9	164.7	498.0	552.9
49	Tamazunchale	Querétaro	155.5	195.6	591.7	656.8
50	Temascal	Acapulco	148.3	186.5	564.2	626.3
51	Temascal	Puebla	146.7	184.6	558.2	619.7
52	Tepic	Guadalajara	177.9	223.7	676.7	751.2
53	Tijuana	Ensenada	218.6	274.9	831.4	923.0
54	Valles	San Luis Potosí	139.5	175.4	530.5	588.9
55	Veracruz	Poza Rica	185.4	233.1	705.1	782.8
56	Veracruz	Puebla	151.1	190.1	574.9	638.3
57	Veracruz	Temascal	214.8	270.2	817.1	907.1

^{1/} Valor medio del flujo máximo (MW). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 4.2.17. PARÁMETROS DE RESISTENCIA
(p.u.)

Concepto	Resistencia
Enlaces Existentes ^{1/}	0.004847
Enlaces Propuestos ^{1/}	0.005360
Proyectos de Transmisión Genéricos ^{2/}	
Tensión 230 Kv Circuito: 2 Conductor por fase: 1	0.013000
Tensión 230 Kv Circuito: 2 Conductor por fase: 2	0.006570
Tensión 400 Kv Circuito: 2 Conductor por fase: 2	0.002000
Tensión 400 Kv Circuito: 3 Conductor por fase: 3	0.001100

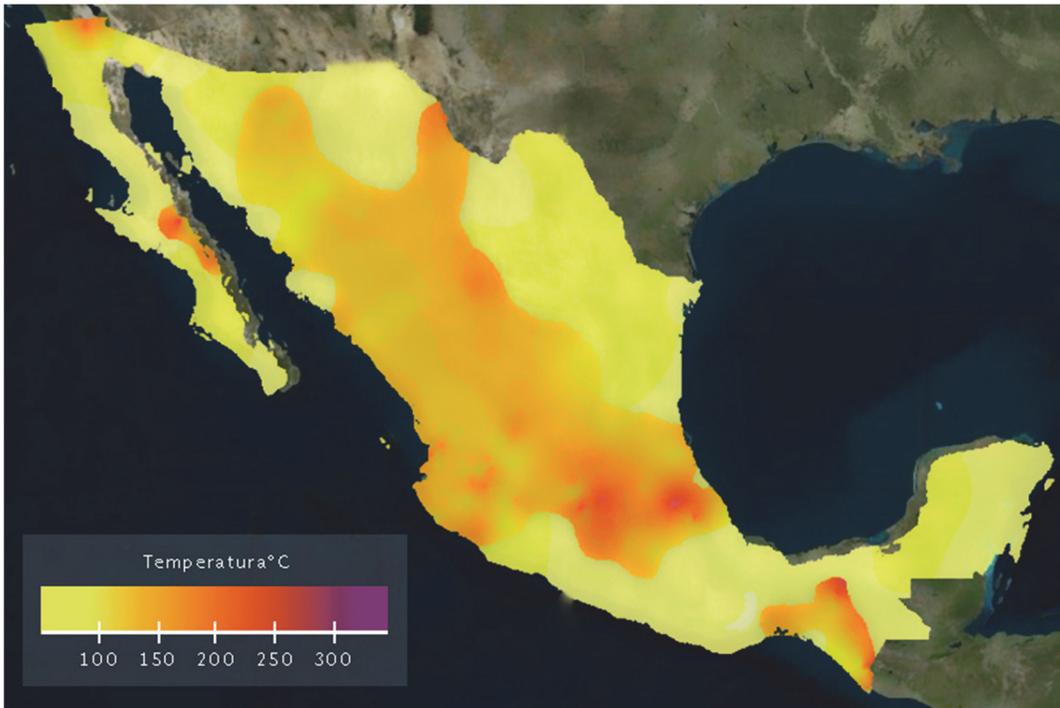
^{1/} Resistencia Promedio. ^{2/} Valor Típico.
Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE y la CFE.

TABLA 4.3.1. POTENCIAL DE ENERGÍAS LIMPIAS

Tecnología	Potencial Disponible (MW)	Tipo	Fuente
Bioenergía	1,478	Referente a zonas con alto potencial instalable para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica cercanos a la RNT.	Atlas de Zonas con Energías Limpias (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/azel/
Cogeneración Eficiente	7,045	Referente al potencial nacional en un escenario medio.	Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México (SENER, 2009). http://www.cogeneramexico.org.mx/documentos.php
Eólica	15,000	Referente conservador del potencial instalable para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica cercanos a la RNT.	Atlas de Zonas con Energías Limpias (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/azel/
Geotérmica	2,610	De acuerdo con las expectativas de crecimiento de la geotermia.	Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico
Hidroeléctrica	2,692	De acuerdo con el potencial probable y un factor de planta del 100%.	Inventario Nacional de Energías Renovables (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/inere/
Solar Fotovoltaica	11,661	Referente al potencial que cuenta con estudios técnicos y económicos	Inventario Nacional de Energías Renovables (SENER) https://dgel.energia.gob.mx/inere/

Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.3.1. POTENCIAL DE RECURSO GEOTÉRMICO



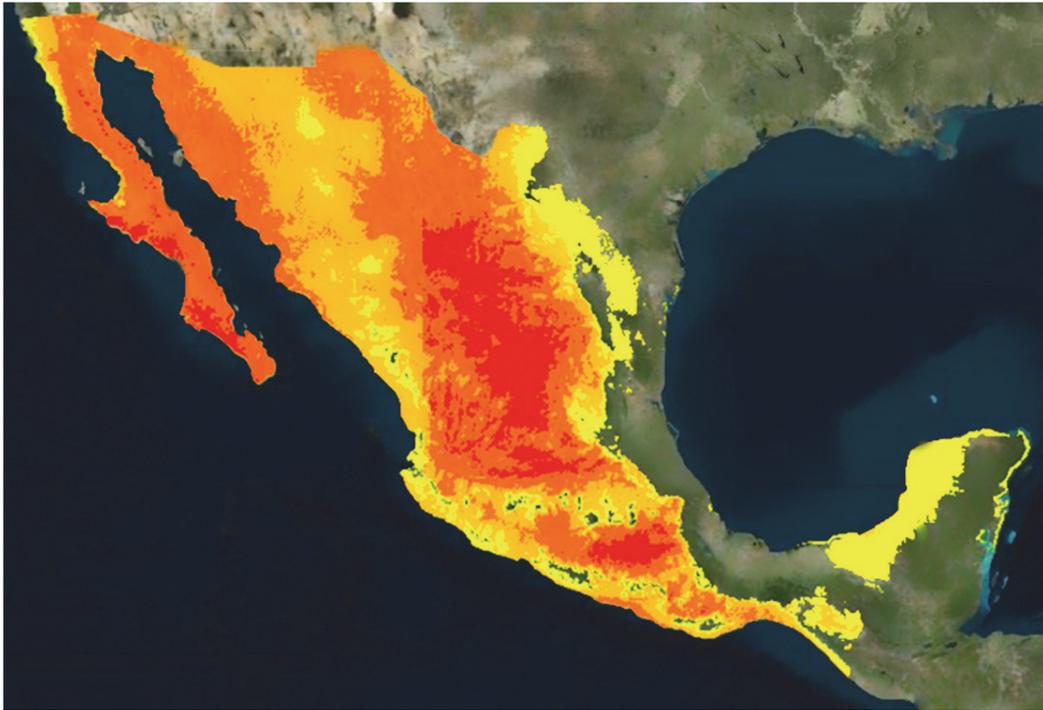
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<https://dgel.energia.gob.mx/inere/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.2. ZONAS CON ALTA CALIDAD EÓLICA



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.3. ZONAS CON ALTA CALIDAD SOLAR



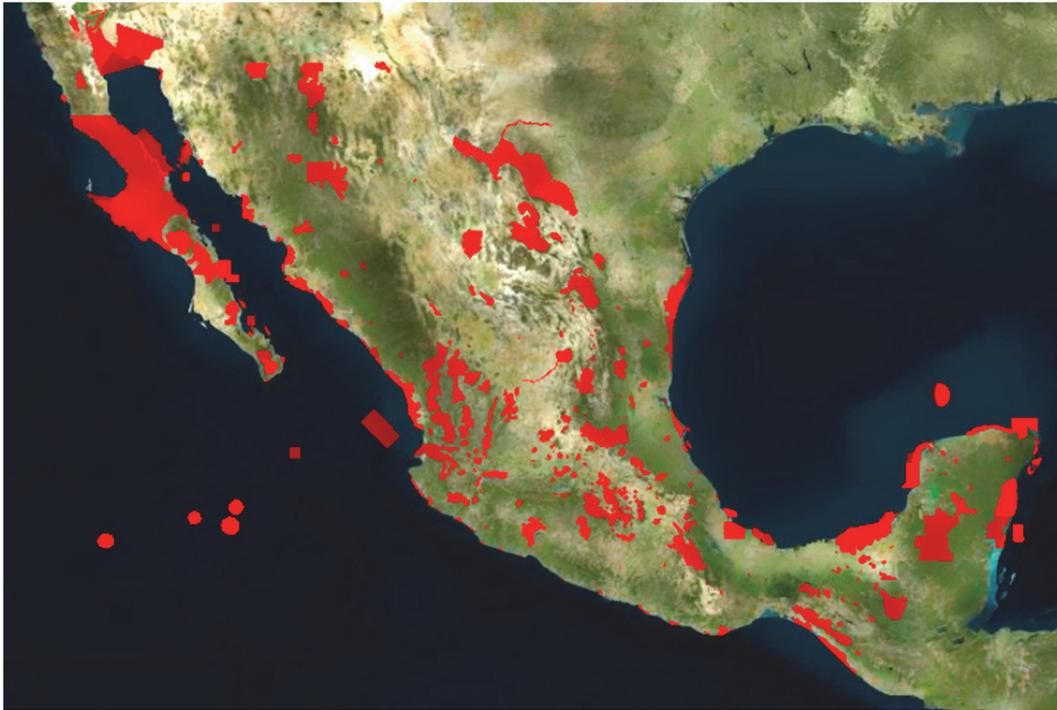
Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.4. SITIOS CON ALTA CALIDAD DE BIOMASA



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://delenergia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.5. ZONAS CON EXCLUSIONES AMBIENTALES



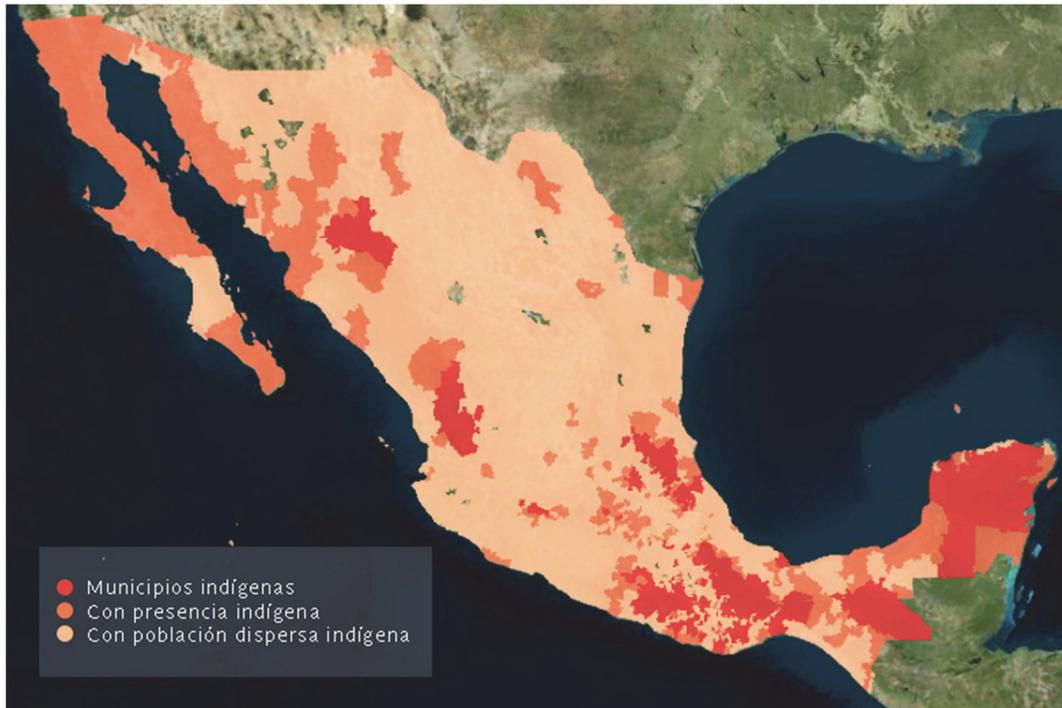
Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.6. ZONAS CON EXCLUSIONES SOCIALES



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.7. ZONAS CON PRESENCIA INDÍGENA



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 4.3.8. ZONAS LEJANAS A LA RNT (>20 KM)



Fuente: Atlas de Zonas con Energías Limpias (<https://dgel.energia.gob.mx/Azel/>); Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 4.5.1. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{2/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
1	CBIO 001	Bioenergía	GTO	24-Aguascalientes	03-Occidental	2018	3	162
2	CCC 001	Ciclo Combinado	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	770	14,193
3	CCC 002	Ciclo Combinado	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	791	14,579
4	CCC 003	Ciclo Combinado	MÉX	31-Central	01-Central	2018	615	11,337
5	CCC 004	Ciclo Combinado	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2018	27	489
6	CCC 005 ^{7/}	Ciclo Combinado	HGO	31-Central	01-Central	2018	64	1,188
7	CCE 001	Cogeneración Eficiente	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	2018	261	4,119
8	CCE 002	Cogeneración Eficiente	CDMX	31-Central	01-Central	2018	1	58
9	CCE 003	Cogeneración Eficiente	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2018	350	5,220
10	CCE 004	Cogeneración Eficiente	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	2018	54	1,426
11	CCE 005	Cogeneración Eficiente	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	2018	13	198
12	CE 001	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2018	200	5,373
13	CE 002	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	70	1,881
14	CE 003	Eólica	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2018	2	54
15	CE 004	Eólica	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	2018	71	1,908
16	CE 005 ^{4/}	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	76	2,042
17	CE 006 ^{4/}	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	90	2,418
18	CE 007 ^{4/}	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2018	168	4,514
19	CG 001 ^{5/}	Geotérmica	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2018	25	892
20	CS 001	Solar	ZAC	17-Saltillo	06-Noreste	2018	15	391
21	CS 002	Solar	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2018	6	163
22	CS 003	Solar	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2018	2	52
23	CS 004	Solar	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2018	30	714
24	CS 005	Solar	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2018	30	714
25	CS 006 ^{4/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2018	63	1,322
26	CS 007 ^{5/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2018	150	2,917

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{2/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{2/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
27	CS 008 ^{4/}	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2018	207	4,026
28	CS 009 ^{4/}	Solar	COAH	11-Laguna	05-Norte	2018	250	4,862
29	CS 010 ^{4/}	Solar	COAH	11-Laguna	05-Norte	2018	330	6,417
30	CS 011 ^{5/}	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2018	30	714
31	CS 012 ^{5/}	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2018	30	714
32	CS 013 ^{4/}	Solar	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	70	1,480
33	CS 014 ^{4/}	Solar	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	2018	100	1,945
34	CS 015 ^{4/}	Solar	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	18	428
35	CS 016 ^{4/}	Solar	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	30	714
36	CS 017 ^{4/}	Solar	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2018	23	547
37	CS 018 ^{4/}	Solar	HGO	30-Querétaro	03-Occidental	2018	100	1,945
38	CS 019 ^{4/}	Solar	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	189	3,675
39	CS 020 ^{4/}	Solar	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	95	1,838
40	CTS 001	Termosolar	SON	02-Cananea	04-Noroeste	2018	14	1,746
41	CCAR 001 ^{7/}	Carboeléctrica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2019	129	3,459
42	CCC 006	Ciclo Combinado	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2019	857	15,796
43	CCC 007	Ciclo Combinado	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2019	887	16,352
44	CCC 008	Ciclo Combinado	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	2019	907	16,708
45	CCC 009	Ciclo Combinado	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2019	950	17,502
46	CCE 006	Cogeneración Eficiente	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2019	1	58
47	CCI 001	Combustión Interna	BCS	53-Mulegé	10-Mulegé	2019	8	435
48	CCI 002	Combustión Interna	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2019	15	854
49	CE 008	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2019	58	1,558
50	CE 009	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2019	60	1,612
51	CE 010	Eólica	OAX	40-Ixtrepec	02-Oriental	2019	396	10,639
52	CE 011	Eólica	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2019	105	2,821

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
53	CE 012	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2019	15	403
54	CE 013 ^{5/}	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2019	252	6,770
55	CE 014 ^{5/}	Eólica	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2019	250	6,717
56	CE 015 ^{5/}	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2019	431	11,580
57	CE 016 ^{5/}	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2019	99	2,660
58	CE 017 ^{5/}	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2019	50	1,330
59	CH 001	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2019	6	226
60	CH 002	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2019	8	303
61	CH 003 ^{7/}	Hidroeléctrica	OAX	36-Temascal	02-Oriental	2019	14	517
62	CS 021	Solar	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	2019	40	846
63	CS 022	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2019	30	714
64	CS 023	Solar	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2019	30	714
65	CS 024	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2019	110	2,139
66	CS 025	Solar	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2019	170	3,306
67	CS 026	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2019	100	1,945
68	CS 027	Solar	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2019	30	714
69	CS 028	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2019	22	514
70	CS 029	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2019	30	714
71	CS 030	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2019	60	1,269
72	CS 031	Solar	SLP	17-Saltillo	06-Noreste	2019	40	846
73	CS 032 ^{5/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2019	140	2,723
74	CS 033 ^{5/}	Solar	COAH	11-Laguna	05-Norte	2019	83	1,752
75	CS 034 ^{5/}	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2019	180	3,500
76	CS 035 ^{5/}	Solar	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2019	90	1,750
77	CS 036 ^{6/}	Solar	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	2019	150	2,917
78	CS 037 ^{5/}	Solar	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	2019	148	2,878

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{2/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{2/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
79	CS 038 ^{5/}	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2019	125	2,431
80	CS 039 ^{5/}	Solar	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2019	80	1,692
81	CS 040 ^{5/}	Solar	MOR	34-Puebla	02-Oriental	2019	70	1,480
82	CS 041 ^{5/}	Solar	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2019	300	5,834
83	CS 042 ^{5/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2019	30	706
84	CS 043 ^{5/}	Solar	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2019	41	867
85	CS 044 ^{5/}	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2019	30	714
86	CS 045 ^{5/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2019	100	1,945
87	CS 046 ^{5/}	Solar	COAH	11-Laguna	05-Norte	2019	101	1,966
88	CS 047 ^{5/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2019	126	2,450
89	CCC 010	Ciclo Combinado	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2020	766	14,111
90	CE 018	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2020	200	5,373
91	CE 019	Eólica	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	2020	76	2,042
92	CE 020	Eólica	JAL	24-Aguascalientes	03-Occidental	2020	64	1,719
93	CE 021	Eólica	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2020	63	1,693
94	CE 022	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2020	110	2,955
95	CE 023	Eólica	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	2020	30	806
96	CE 024	Eólica	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2020	70	1,881
97	CE 025	Eólica	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2020	150	4,030
98	CE 026 ^{4/}	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2020	30	806
99	CE 027 ^{4/}	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2020	30	806
100	CE 028 ^{6/}	Eólica	NL	14-Reynosa	06-Noreste	2020	269	7,227
101	CE 029 ^{6/}	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2020	149	4,003
102	CE 030 ^{6/}	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2020	100	2,687
103	CE 031 ^{6/}	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2020	96	2,571
104	CE 032 ^{6/}	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2020	100	2,687

No.	Proyecto ^{2/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{2/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
105	CS 048	Solar	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2020	30	714
106	CS 049 ^{6/}	Solar	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2020	99	1,925
107	CS 050 ^{6/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2020	300	5,834
108	CS 051 ^{6/}	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	99	1,925
109	CS 052 ^{6/}	Solar	TLAX	31-Central	01-Central	2020	200	3,889
110	CS 053 ^{6/}	Solar	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2020	95	1,847
111	CS 054 ^{6/}	Solar	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	2020	80	1,698
112	CS 055 ^{6/}	Solar	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2020	200	3,889
113	CS 056 ^{6/}	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	100	1,945
114	CTG 001 ^{6/}	Turbogás	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	550	8,442
115	CTG 002	Turbogás	SON	49-San Luis Río Colorado	08-Baja California	2020	340	5,220
116	CBIO 002	Bioenergía	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2021	16	849
117	CBIO 003	Bioenergía	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	2021	24	1,273
118	CCC 011	Ciclo Combinado	JAL	23-Guadalupe	03-Occidental	2021	874	16,106
119	CCI 003	Combustión Interna	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2021	111	5,889
120	CE 033	Eólica	ZAC	24-Aguascalientes	03-Occidental	2021	30	806
121	CE 034	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2021	64	1,719
122	CE 035	Eólica	TAMS	16-Monterrey	06-Noreste	2021	300	8,060
123	CE 036	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2021	300	8,060
124	CE 037	Eólica	VER	36-Temascal	02-Oriental	2021	40	1,075
125	CS 057	Solar	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2021	150	2,917
126	CS 058	Solar	ZAC	17-Saltito	06-Noreste	2021	200	3,889
127	CS 059	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2021	125	2,431
128	CS 060	Solar	ZAC	17-Saltito	06-Noreste	2021	150	2,917
129	CS 061	Solar	DGO	10-Durango	05-Norte	2021	100	1,945
130	CS 062	Solar	ZAC	17-Saltito	06-Noreste	2021	400	7,779

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
131	CS 063	Solar	TLAX	31-Central	01-Central	2021	500	9,723
132	CS 064	Solar	COAH	11-Laguna	05-Norte	2021	150	2,917
133	CS 065	Solar	ZAC	17-Salttillo	06-Noreste	2021	150	2,917
134	CBIO 004	Bioenergía	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2022	3	174
135	CBIO 005	Bioenergía	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2022	4	243
136	CBIO 006	Bioenergía	HGO	31-Central	01-Central	2022	55	2,139
137	CBIO 007	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2022	30	1,158
138	CBIO 008	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2022	30	1,158
139	CBIO 009	Bioenergía	COAH	11-Laguna	05-Norte	2022	30	460
140	CBIO 010	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2022	8	301
141	CBIO 011	Bioenergía	VER	34-Puebla	02-Oriental	2022	9	138
142	CBIO 012	Bioenergía	JAL	27-Manzanillo	03-Occidental	2022	28	1,081
143	CBIO 013	Bioenergía	VER	36-Temascal	02-Oriental	2022	28	1,081
144	CBIO 014	Bioenergía	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2022	3	185
145	CBIO 015	Bioenergía	NAY	22-Tepic	03-Occidental	2022	13	730
146	CCC 012	Ciclo Combinado	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2022	1,359	25,034
147	CCC 013	Ciclo Combinado	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2022	18	332
148	CCC 014	Ciclo Combinado	BC	47-Ensenada	08-Baja California	2022	565	10,410
149	CE 038	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2022	100	2,687
150	CE 039	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2022	48	1,290
151	CE 040	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2022	150	4,030
152	CE 041	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2022	200	5,373
153	CE 042	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2022	70	1,881
154	CE 043	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	60	1,612
155	CE 044	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	131	3,520
156	CE 045	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	76	2,031

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
157	CE 046	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	76	2,031
158	CE 047	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	76	2,031
159	CE 048	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	80	2,149
160	CE 049	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2022	100	2,687
161	CE 050	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2022	140	3,761
162	CE 051	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2022	117	3,143
163	CE 052	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2022	171	4,584
164	CE 053	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	130	3,493
165	CE 054	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	76	2,031
166	CE 055	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	30	806
167	CE 056	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	70	1,881
168	CE 057	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	208	5,588
169	CE 058	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2022	168	4,514
170	CE 059	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2022	94	2,530
171	CS 066	Solar	JAL	23-Guadalupe	03-Occidental	2022	200	3,889
172	CTG 003	Turbogás	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2022	100	1,535
173	CBIO 016	Bioenergía	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	30	1,608
174	CBIO 017	Bioenergía	BCS	52-Los Cabos	09-Baja California Sur	2023	30	1,608
175	CBIO 018	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2023	150	7,958
176	CBIO 019	Bioenergía	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2023	30	1,592
177	CBIO 020	Bioenergía	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2023	20	1,061
178	CBIO 021	Bioenergía	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2023	15	796
179	CBIO 022	Bioenergía	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	2023	10	531
180	CCC 015	Ciclo Combinado	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2023	917	16,905
181	CCC 016	Ciclo Combinado	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2023	1,000	18,427
182	CCC 017	Ciclo Combinado	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2023	337	6,201

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
183	CCC 018	Ciclo Combinado	BC	49-San Luis Río Colorado	08-Baja California	2023	1,186	21,855
184	CCC 019	Ciclo Combinado	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2023	516	9,501
185	CCE 007	Cogeneración Eficiente	MÉX	31-Central	01-Central	2023	84	4,451
186	CCI 004	Combustión Interna	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	43	2,271
187	CE 060	Eólica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2023	30	806
188	CE 061	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2023	60	1,612
189	CE 062	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2023	60	1,612
190	CE 063	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2023	66	1,773
191	CE 064	Eólica	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	2023	84	2,257
192	CE 065	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	80	2,149
193	CE 066	Eólica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2023	50	1,343
194	CE 067	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2023	131	3,522
195	CE 068	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2023	161	4,326
196	CE 069	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2023	53	1,429
197	CE 070	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2023	180	4,836
198	CE 071	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	76	2,031
199	CE 072	Eólica	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	156	4,187
200	CS 067	Solar	COAH	17-Satillo	06-Noreste	2023	100	1,945
201	CS 068	Solar	TLAX	31-Central	01-Central	2023	200	3,889
202	CTG 004	Turbogás	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	8	123
203	CTG 005	Turbogás	VER	37-Coatzacoalcos	02-Oriental	2023	200	3,070
204	CTG 006	Turbogás	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2023	10	153
205	CTG 007	Turbogás	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2023	35	537
206	CTG 008	Turbogás	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2023	35	537
207	CTG 009	Turbogás	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2023	29	442
208	CBIO 023	Bioenergía	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2024	9	499

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
209	CBIO 024	Bioenergía	SON	02-Cananea	04-Noroeste	2024	2	117
210	CBIO 025	Bioenergía	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2024	2	85
211	CBIO 026	Bioenergía	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2024	6	334
212	CBIO 027	Bioenergía	SIN	05-Culiacán	04-Noroeste	2024	10	541
213	CBIO 028	Bioenergía	DGO	10-Durango	05-Norte	2024	10	520
214	CBIO 029	Bioenergía	DGO	11-Laguna	05-Norte	2024	5	244
215	CBIO 030	Bioenergía	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2024	3	138
216	CBIO 031	Bioenergía	TAMS	13-Nuevo Laredo	06-Noreste	2024	5	244
217	CBIO 032	Bioenergía	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	2024	3	175
218	CBIO 033	Bioenergía	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2024	11	589
219	CBIO 034	Bioenergía	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2024	5	249
220	CBIO 035	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	22	1,167
221	CBIO 036	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	1	58
222	CBIO 037	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	2	117
223	CBIO 038	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	9	472
224	CBIO 039	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	4	218
225	CBIO 040	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	32	1,719
226	CBIO 041	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	3	175
227	CBIO 042	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2024	4	207
228	CCC 020	Ciclo Combinado	MÉX	31-Central	01-Central	2024	889	16,382
229	CCE 008	Cogeneración Eficiente	VER	37-Coatzacoalcos	02-Oriental	2024	120	1,790
230	CE 073	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2024	288	7,735
231	CE 074	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2024	303	8,149
232	CE 075	Eólica	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2024	140	3,761
233	CE 076	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2024	275	7,388
234	CE 077	Eólica	COAH	16-Monterrey	06-Noreste	2024	50	1,330

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
235	CE 078	Eólica	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2024	308	8,280
236	CE 079	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2024	200	5,373
237	CE 080	Eólica	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2024	150	4,030
238	CE 081	Eólica	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2024	198	5,320
239	CE 082	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2024	85	2,278
240	CH 004	Hidroeléctrica	OAX	34-Puebla	02-Oriental	2024	30	1,094
241	CH 005	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	21	766
242	CH 006	Hidroeléctrica	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2024	17	616
243	CH 007	Hidroeléctrica	PUJ	34-Puebla	02-Oriental	2024	18	653
244	CH 008	Hidroeléctrica	OAX	36-Temascal	02-Oriental	2024	19	693
245	CH 009	Hidroeléctrica	GRO	35-Acapulco	02-Oriental	2024	4	146
246	CH 010	Hidroeléctrica	PUJ	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	29	1,061
247	CH 011	Hidroeléctrica	CHIS	39-Griajalva	02-Oriental	2024	29	1,039
248	CH 012	Hidroeléctrica	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	2024	30	1,094
249	CH 013	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	30	1,094
250	CH 014	Hidroeléctrica	JAL	27-Manzanillo	03-Occidental	2024	8	292
251	CH 015	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	4	146
252	CH 016	Hidroeléctrica	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2024	4	146
253	CH 017	Hidroeléctrica	CHIS	39-Griajalva	02-Oriental	2024	20	729
254	CH 018	Hidroeléctrica	PUJ	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	3	109
255	CH 019	Hidroeléctrica	PUJ	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	9	328
256	CH 020	Hidroeléctrica	OAX	36-Temascal	02-Oriental	2024	28	1,006
257	CH 021	Hidroeléctrica	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2024	28	1,010
258	CH 022	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	7	255
259	CH 023	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	9	310
260	CH 024	Hidroeléctrica	PUJ	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	27	999

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
261	CH 025	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	30	1,079
262	CH 026	Hidroeléctrica	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	2024	16	583
263	CH 027	Hidroeléctrica	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	40	1,440
264	CH 028	Hidroeléctrica	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2024	6	219
265	CLF 001	Lecho fluidizado	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2024	461	12,503
266	CS 069	Solar	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2024	300	5,834
267	CCC 021	Ciclo Combinado	DGO	11-Laguna	05-Norte	2025	983	18,110
268	CCC 022	Ciclo Combinado	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2025	343	6,321
269	CE 083	Eólica	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2025	40	1,075
270	CE 084	Eólica	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2025	96	2,579
271	CE 085	Eólica	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2025	99	2,660
272	CE 086	Eólica	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2025	50	1,343
273	CE 087	Eólica	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2025	118	3,165
274	CE 088	Eólica	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2025	163	4,382
275	CE 089	Eólica	PUJ	34-Puebla	02-Oriental	2025	150	4,030
276	CE 090	Eólica	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2025	200	5,373
277	CE 091	Eólica	VER	37-Coatzacoalcos	02-Oriental	2025	200	5,376
278	CG 002	Geotérmica	PUJ	34-Puebla	02-Oriental	2025	26	938
279	CH 029	Hidroeléctrica	HGO	31-Central	01-Central	2025	30	1,094
280	CH 030	Hidroeléctrica	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2025	11	389
281	CH 031	Hidroeléctrica	PUJ	31-Central	01-Central	2025	19	693
282	CH 032	Hidroeléctrica	MÉX	31-Central	01-Central	2025	3	120
283	CS 070	Solar	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2025	99	1,925
284	CS 071	Solar	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	2025	50	1,057
285	CS 072	Solar	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2025	187	3,637
286	CBIO 043	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2026	11	600

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{2/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
287	CBIO 044	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2026	2	127
288	CBIO 045	Bioenergía	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2026	3	180
289	CBIO 046	Bioenergía	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2026	8	430
290	CBIO 047	Bioenergía	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2026	6	324
291	CBIO 048	Bioenergía	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2026	4	202
292	CBIO 049	Bioenergía	COL	27-Manzanillo	03-Occidental	2026	4	207
293	CBIO 050	Bioenergía	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2026	7	382
294	CBIO 051	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2026	1	58
295	CBIO 052	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2026	2	80
296	CBIO 053	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2026	2	96
297	CBIO 054	Bioenergía	CDMX	31-Central	01-Central	2026	12	658
298	CBIO 055	Bioenergía	CDMX	31-Central	01-Central	2026	5	249
299	CBIO 056	Bioenergía	CDMX	31-Central	01-Central	2026	3	133
300	CBIO 057	Bioenergía	CDMX	31-Central	01-Central	2026	3	159
301	CBIO 058	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2026	3	164
302	CBIO 059	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2026	5	249
303	CBIO 060	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2026	5	249
304	CBIO 061	Bioenergía	MOR	31-Central	01-Central	2026	5	255
305	CBIO 062	Bioenergía	MOR	31-Central	01-Central	2026	8	409
306	CCC 023	Ciclo Combinado	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2026	909	16,751
307	CCC 024	Ciclo Combinado	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2026	1,100	20,270
308	CCC 025	Ciclo Combinado	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2026	130	2,396
309	CCE 009	Cogeneración Eficiente	HGO	31-Central	01-Central	2026	457	6,822
310	CE 092	Eólica	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2026	137	3,678
311	CE 093	Eólica	COAH	17-Saltillo	06-Noreste	2026	83	2,238
312	CG 003	Geotérmica	NAY	22-Tepic	03-Occidental	2026	30	1,071

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
313	CG 004	Geotérmica	NAY	22-Tepic	03-Occidental	2026	30	1,071
314	CG 005	Geotérmica	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2026	30	1,071
315	CG 006	Geotérmica	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2026	30	1,071
316	CG 007	Geotérmica	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2026	30	1,071
317	CS 073	Solar	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2026	90	1,750
318	CS 074	Solar	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2026	250	4,862
319	CTG 010	Turbogás	MÉX	31-Central	01-Central	2026	30	460
320	CCC 026	Ciclo Combinado	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	2027	5	87
321	CCC 027	Ciclo Combinado	COAH	11-Laguna	05-Norte	2027	30	551
322	CCC 028	Ciclo Combinado	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2027	4	64
323	CCC 029	Ciclo Combinado	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2027	30	551
324	CCC 030	Ciclo Combinado	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2027	450	8,292
325	CCC 031	Ciclo Combinado	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2027	550	10,135
326	CCE 010	Cogeneración Eficiente	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2027	380	5,668
327	CE 094	Eólica	TAMS	21-Güémez	06-Noreste	2027	300	8,060
328	CE 095	Eólica	OAX	36-Temascal	02-Oriental	2027	150	4,030
329	CE 096	Eólica	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2027	200	5,376
330	CE 097	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2027	200	5,373
331	CG 008	Geotérmica	AGS	24-Aguascalientes	03-Occidental	2027	30	1,071
332	CG 009	Geotérmica	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2027	100	3,568
333	CG 010	Geotérmica	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2027	30	1,071
334	CG 011	Geotérmica	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2027	30	1,071
335	CG 012	Geotérmica	QRO	30-Querétaro	03-Occidental	2027	30	1,071
336	CG 013	Geotérmica	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2027	30	1,071
337	CH 033	Hidroeléctrica	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2027	17	618
338	CH 034	Hidroeléctrica	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2027	8	273

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
339	CH 035	Hidroeléctrica	GTO	30-Querétaro	03-Occidental	2027	15	547
340	CH 036	Hidroeléctrica	JAL	27-Manzanillo	03-Occidental	2027	3	109
341	CH 037	Hidroeléctrica	JAL	27-Manzanillo	03-Occidental	2027	4	128
342	CS 075	Solar	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2027	150	2,917
343	CS 076	Solar	CHIH	09-Cihhuahua	05-Norte	2027	100	1,945
344	CS 077	Solar	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	2027	96	1,871
345	CBIO 063	Bioenergía	HGO	31-Central	01-Central	2028	5	265
346	CBIO 064	Bioenergía	HGO	31-Central	01-Central	2028	6	313
347	CBIO 065	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2028	7	345
348	CBIO 066	Bioenergía	MÉX	31-Central	01-Central	2028	3	170
349	CBIO 067	Bioenergía	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2028	3	143
350	CBIO 068	Bioenergía	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2028	10	515
351	CBIO 069	Bioenergía	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2028	5	244
352	CBIO 070	Bioenergía	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2028	7	356
353	CBIO 071	Bioenergía	TLAX	34-Puebla	02-Oriental	2028	18	934
354	CBIO 072	Bioenergía	TLAX	34-Puebla	02-Oriental	2028	4	202
355	CBIO 073	Bioenergía	GRO	35-Acapulco	02-Oriental	2028	6	329
356	CBIO 074	Bioenergía	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	2028	5	239
357	CBIO 075	Bioenergía	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	2028	5	239
358	CBIO 076	Bioenergía	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2028	9	488
359	CBIO 077	Bioenergía	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2028	3	159
360	CBIO 078	Bioenergía	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2028	16	822
361	CBIO 079	Bioenergía	BC	47-Ensenada	08-Baja California	2028	5	244
362	CBIO 080	Bioenergía	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2028	11	557
363	CCC 032	Ciclo Combinado	SON	49-San Luis Río Colorado	08-Baja California	2028	290	5,340
364	CCC 033	Ciclo Combinado	TAB	38-Tabasco	02-Oriental	2028	696	12,825

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
365	CCC 034	Ciclo Combinado	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2028	240	4,423
366	CCC 035	Ciclo Combinado	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2028	498	9,177
367	CCC 036	Ciclo Combinado	SLP	20-Tamazunchale	06-Noreste	2028	532	9,803
368	CE 098	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2028	303	8,141
369	CG 014	Geotérmica	NAY	22-Tepic	03-Occidental	2028	17	619
370	CG 015	Geotérmica	JAL	23-Guadaluajara	03-Occidental	2028	21	765
371	CG 016	Geotérmica	JAL	23-Guadaluajara	03-Occidental	2028	25	892
372	CG 017	Geotérmica	HGO	30-Querétaro	03-Occidental	2028	13	474
373	CG 018	Geotérmica	NAY	23-Guadaluajara	03-Occidental	2028	30	1,071
374	CG 019	Geotérmica	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	2028	26	938
375	CH 038	Hidroeléctrica	PUE	32-Poza Rica	02-Oriental	2028	60	2,188
376	CH 039	Hidroeléctrica	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	2028	42	1,531
377	CH 040	Hidroeléctrica	VER	36-Temascal	02-Oriental	2028	165	6,016
378	CH 041	Hidroeléctrica	VER	36-Temascal	02-Oriental	2028	165	6,016
379	CS 078	Solar	CHIH	08-Moctezuma	05-Norte	2028	350	6,806
380	CCC 037	Ciclo Combinado	MOR	31-Central	01-Central	2029	648	11,932
381	CCC 038	Ciclo Combinado	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2029	532	9,802
382	CCC 039	Ciclo Combinado	SON	02-Cananea	04-Noroeste	2029	608	11,195
383	CCC 040	Ciclo Combinado	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2029	100	1,843
384	CCC 041	Ciclo Combinado	SON	02-Cananea	04-Noroeste	2029	368	6,783
385	CCE 011	Cogeneración Eficiente	CHIS	38-Tabasco	02-Oriental	2029	662	9,874
386	CE 099	Eólica	BC	47-Ensenada	08-Baja California	2029	400	10,747
387	CH 042	Hidroeléctrica	GRO	35-Acapulco	02-Oriental	2029	71	2,596
388	CN 001 ^{8/}	Nucleoeléctrica	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2029	1,360	102,450
389	CS 079	Solar	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2029	350	6,806
390	CCC 042	Ciclo Combinado	GTO	26-Salamanca	03-Occidental	2030	752	13,848

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{3/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
391	CCC 043	Ciclo Combinado	TAMS	15-Matamoros	06-Noreste	2030	60	1,106
392	CE 100	Eólica	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2030	58	1,545
393	CE 101	Eólica	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2030	46	1,236
394	CE 102	Eólica	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2030	50	1,343
395	CE 103	Eólica	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2030	100	2,673
396	CE 104	Eólica	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2030	100	2,687
397	CG 020	Geotérmica	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	2030	100	3,510
398	CH 043	Hidroeléctrica	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	2030	136	4,947
399	CH 044	Hidroeléctrica	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2030	352	12,815
400	CH 045	Hidroeléctrica	GRO	35-Acapulco	02-Oriental	2030	159	5,790
401	CN 002 ^{8/}	Nucleoeléctrica	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2030	1,360	102,450
402	CS 080	Solar	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2030	500	9,723
403	CCC 044	Ciclo Combinado	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2031	901	16,598
404	CCC 045	Ciclo Combinado	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2031	900	16,585
405	CE 105	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2031	303	8,149
406	CE 106	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2031	307	8,254
407	CG 021	Geotérmica	PUE	31-Central	01-Central	2031	26	923
408	CG 022	Geotérmica	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2031	26	923
409	CG 023	Geotérmica	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2031	26	922
410	CG 024	Geotérmica	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2031	26	923
411	CN 003 ^{8/}	Nucleoeléctrica	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2031	1,360	102,450
412	CS 081	Solar	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2031	500	9,723
413	CCC 046	Ciclo Combinado	SLP	25-San Luis Potosí	03-Occidental	2032	857	15,794
414	CCC 047	Ciclo Combinado	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2032	143	2,626
415	CCC 048	Ciclo Combinado	HGO	31-Central	01-Central	2032	1,155	21,291
416	CE 107	Eólica	OAX	40-Ixtepec	02-Oriental	2032	750	20,150

No.	Proyecto ^{1/}	Tecnología	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Año ^{2/}	Capacidad Bruta ^{2/} (MW)	Inversión estimada ^{3/} (millones de pesos)
417	CG 025	Geotérmica	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2032	26	923
418	CG 026	Geotérmica	JAL	23-Guadalajara	03-Occidental	2032	26	923
419	CH 046	Hidroeléctrica	CHIS	39-Grijalva	02-Oriental	2032	240	8,750
420	CH 047	Hidroeléctrica	NAY	22-Tepic	03-Occidental	2032	223	8,123
421	CS 082	Solar	TLAX	31-Central	01-Central	2032	350	6,806
422	CS 083	Solar	COAH	11-Laguna	05-Norte	2032	190	3,691
Total^{9/}							66,912	1,692,368

^{1/} CBIO: Central Bioenergía, CCAR: Central Carboeléctrica, CCC: Central Ciclo Combinado, CCE: Central Cogeneración Eficiente, CCI: Central Combustión Interna, CE: Central Eólica, CG: Central Geotérmica, CH: Central Hidroeléctrica, CLF: Central Lecho Fluidizado, CN: Central Nucleoeléctrica, CS: Central Solar Fotovoltaica, CTS: Central Termosolar, CTG: Central Turbogás. ^{2/} La capacidad y la fecha de inicio de operación pueden variar de acuerdo a las condiciones del SEN. ^{3/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIRCE. Tipo de cambio promedio en 2017: 18.88 ^{4/} Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2015). ^{5/} Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2016). ^{6/} Proyecto adjudicado en Subasta de LP (SLP-1-2017). ^{7/} Proyecto de rehabilitación y modernización ^{8/} Conforme a los artículos 27, párrafo octavo, y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, corresponde a la Nación de manera exclusiva la generación de energía nuclear. ^{9/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo.

MAPA 4.5.2. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2018-2032



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

MAPA 4.5.3. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE TURBOGÁS 2018-2032



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

MAPA 4.5.4. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2018-2032



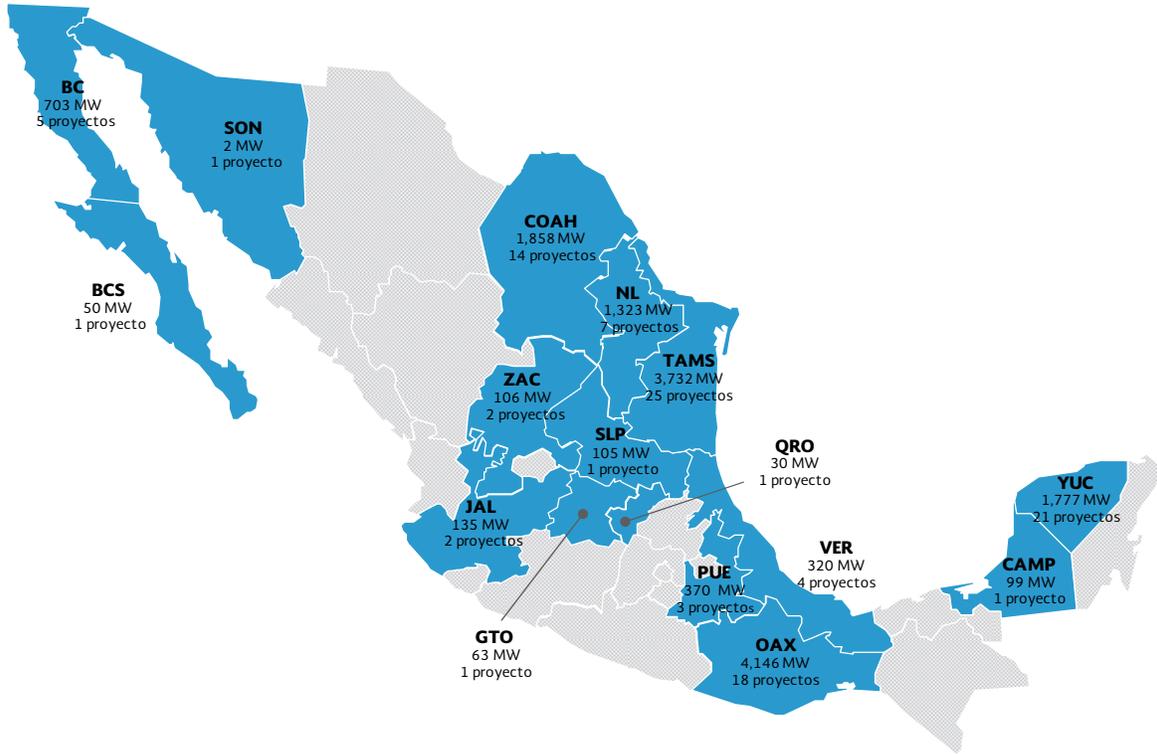
Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.5.5. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS, LECHO FLUIDIZADO Y NUCLEOELÉCTRICAS 2018-2032



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

MAPA 4.5.6. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES EÓLICAS 2018-2032



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

MAPA 4.5.7. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS Y TERMOSOLAR 2018-2032



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

MAPA 4.5.8. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES GEOTÉRMICAS 2018-2032



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

MAPA 4.5.9. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2018-2032



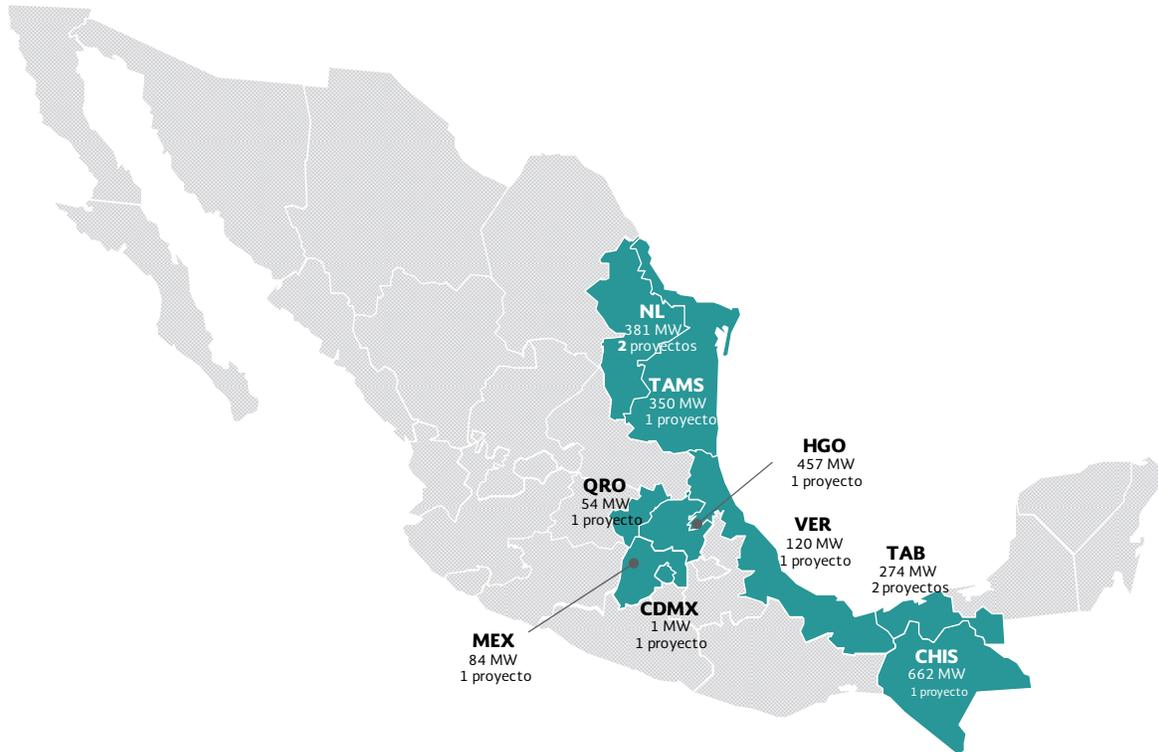
Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.5.10. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE BIOENERGÍA 2018-2032



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

MAPA 4.5.11. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2018-2032



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

TABLA 4.5.3. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR REGIÓN DE CONTROL 2018-2032
(Megawatt)

Región	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total ^{1/}
Central	681	0	200	500	115	434	889	52	539	0	21	648	0	26	1,505	5,611
Oriental	274	762	530	40	605	1,280	1,157	376	1,100	380	1,518	2,443	1,755	611	990	13,821
Occidental	838	1,161	738	904	1,607	25	86	393	196	257	107	0	752	1,880	1,133	10,076
Noroeste	1,604	1,514	1,264	125	18	917	30	0	1,159	730	0	1,076	0	0	0	8,436
Norte	640	1,529	0	511	33	30	324	983	0	676	350	0	352	0	190	5,617
Noreste	735	2,939	1,264	1,500	699	1,024	1,892	953	310	880	1,270	0	60	1,360	143	15,029
Peninsular	638	0	60	64	1,106	319	0	99	0	0	9	532	500	500	0	3,827
Baja California	0	41	340	0	569	2,038	0	11	130	17	323	400	303	0	0	4,172
Baja California Sur	23	0	0	40	100	103	0	0	0	0	0	0	50	0	0	316
Mulegé	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Total^{1/}	5,433	7,952	4,396	3,684	4,852	6,171	4,378	2,867	3,435	2,940	3,598	5,098	3,771	4,377	3,960	66,912

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

TABLA 4.5.4. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2018-2032

(Megawatt)

Entidad Federativa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total ^{1/}
Aguascalientes	213	396	395	0	0	0	0	0	68	30	0	0	0	0	0	1,101
Baja California	0	41	0	0	569	2,038	0	11	130	17	34	400	303	0	0	3,542
Baja California Sur	23	8	0	40	100	103	0	0	0	0	0	0	50	0	0	324
Campeche	0	0	0	0	0	0	0	99	0	0	0	0	500	0	0	599
Chiapas	0	0	0	0	0	0	65	0	0	0	68	662	236	0	240	1,271
Chihuahua	60	1,345	0	261	3	30	310	0	0	646	350	0	352	0	0	3,357
Ciudad de México	1	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	24
Coahuila	780	313	349	150	30	280	867	795	220	30	0	0	0	0	190	4,004
Colima	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	4
Durango	0	0	0	100	0	0	14	983	0	0	0	0	0	0	0	1,097
Estado de México	615	0	0	0	60	234	889	3	47	0	10	0	0	0	0	1,858
Guanajuato	270	150	93	0	1,359	15	0	0	4	19	0	0	752	0	0	2,660
Guerrero	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	6	71	159	0	0	240
Hidalgo	164	0	0	0	55	0	0	30	457	0	24	0	0	0	1,155	1,887
Jalisco	177	0	64	874	236	0	86	0	47	14	46	0	0	1,880	26	3,450
Michoacán	25	0	0	0	0	0	0	0	7	160	0	0	0	0	26	219
Morelos	0	70	0	0	0	0	0	0	13	0	0	648	0	0	0	730
Nayarit	0	0	0	0	13	0	0	0	60	0	47	0	0	0	223	343
Nuevo León	2	2,073	819	0	3	74	657	158	90	380	738	0	0	0	143	5,136
Oaxaca	0	677	310	0	568	0	668	0	0	350	303	0	0	611	750	4,236
Puebla	0	0	220	0	0	0	86	195	0	30	71	350	0	26	0	979
Querétaro	54	0	30	0	0	10	0	50	0	35	0	0	0	0	0	178
Quintana Roo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
San Luis Potosí	0	615	0	0	0	0	0	343	6	0	532	0	0	0	857	2,353
Sinaloa	0	887	766	0	18	917	17	0	909	700	0	0	0	0	0	4,214
Sonora	1,604	627	838	125	0	0	13	0	250	30	290	1,076	0	0	0	4,852
Tabasco	274	0	0	0	0	0	30	0	0	0	705	0	0	0	0	1,009
Tamaulipas	518	698	96	600	696	670	368	0	0	500	0	0	60	1,360	0	5,565
Tlaxcala	0	0	200	500	0	200	0	0	0	0	21	0	0	0	350	1,271
Veracruz	0	15	0	40	37	1,280	304	200	1,100	0	342	1,360	1,360	0	0	6,039
Yucatán	638	0	60	64	1,106	319	0	0	0	0	9	532	0	500	0	3,228
Zacatecas	15	40	156	930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,141
Total^{1/}	5,433	7,952	4,396	3,684	4,852	6,171	4,378	2,867	3,435	2,940	3,598	5,098	3,771	4,377	3,960	66,912

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y elCENACE.

TABLA 4.5.5. PROGRAMA INDICATIVO PARA EL RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2018-2032

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de transmisión	Región de Control	Año de retiro	Capacidad (MW)
1	Puerto Viejo	Eólica	002-Mulegé	BCS	53-Mulegé	10-Mulegé	2018	1
2	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U1	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	84
3	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U2	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	84
4	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U3	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	158
5	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero) U4	Termoeléctrica convencional	029-Guaymas	SON	03-Obregón	04-Noroeste	2018	158
6	Dos Bocas_PQ2	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2018	226
7	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U4	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2018	350
8	Cancún U3	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2018	30
9	Ciudad del Carmen U1	Turbogás	003-Carmen	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2018	14
10	Nachi - Cocom	Turbogás	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2018	30
11	Los Azufres U2	Geotérmica	034-Hidalgo	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2019	5
12	Los Azufres U6	Geotérmica	034-Hidalgo	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2019	5
13	Los Azufres U10	Geotérmica	034-Hidalgo	MICH	28-Carapan	03-Occidental	2019	5
14	Cerro Prieto I U5	Geotérmica	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2020	30
15	Valle de México U1	Termoeléctrica convencional	002-Acolman	MEX	31-Central	01-Central	2020	150
16	Valle de México U2	Termoeléctrica convencional	002-Acolman	MEX	31-Central	01-Central	2020	150
17	Valle de México U3	Termoeléctrica convencional	002-Acolman	MEX	31-Central	01-Central	2020	150
18	Culiacán	Turbogás	006-Culiacán	SIN	05-Culiacán	04-Noroeste	2020	30
19	Industrial Caborca U1	Turbogás	017-Caborca	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	12
20	Industrial Caborca U2	Turbogás	017-Caborca	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2020	30
21	Mazatlán II (Closé Aceves Pozos) U1	Termoeléctrica convencional	012-Mazatlán	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2020	158
22	Mazatlán II (Closé Aceves Pozos) U2	Termoeléctrica convencional	012-Mazatlán	SIN	06-Mazatlán	04-Noroeste	2020	158
23	Fundidora	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	12
24	Leona U1	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	12
25	Leona U2	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	12
26	Monclova U1	Turbogás	018-Monclova	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2020	18

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de transmisión	Región de Control	Año de retiro	Capacidad (MW)
27	Monclova U2	Turbogás	018-Monclova	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2020	30
28	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Ciclo combinado	033-Río Bravo	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2020	211
29	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Termoeléctrica convencional	033-Río Bravo	TAMS	14-Reynosa	06-Noreste	2020	300
30	Tecnológico	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	26
31	Universidad U1	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	12
32	Universidad U2	Turbogás	039-Monterrey	NL	16-Monterrey	06-Noreste	2020	12
33	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U9	Termoeléctrica convencional	007-Manzanillo	COL	27-Manzanillo	03-Occidental	2020	300
34	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno) U10	Termoeléctrica convencional	007-Manzanillo	COL	27-Manzanillo	03-Occidental	2020	300
35	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U1	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2020	350
36	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U2	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2020	350
37	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U3	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2020	350
38	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U5	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2020	350
39	Tuxpan (Adolfo López Mateos) U6	Termoeléctrica convencional	189-Tuxpan	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2020	350
40	Altamira U3	Termoeléctrica convencional	003-Altamira	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2021	250
41	Altamira U4	Termoeléctrica convencional	003-Altamira	TAMS	19-Huasteca	06-Noreste	2021	250
42	Los Humeros U3	Geotérmica	054-Chignautla	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2021	5
43	Los Humeros U6	Geotérmica	054-Chignautla	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2021	5
44	Los Humeros U8	Geotérmica	054-Chignautla	PUE	34-Puebla	02-Oriental	2021	5
45	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz) U1	Termoeléctrica convencional	001-Ahome	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2021	160
46	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz) U2	Termoeléctrica convencional	001-Ahome	SIN	04-Los Mochis	04-Noroeste	2021	160
47	Ciprés	Turbogás	001-Ensenada	BC	47-Ensenada	08-Baja California	2022	27
48	Mexicali U1	Turbogás	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2022	26
49	Mexicali U2	Turbogás	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2022	18
50	Mexicali U3	Turbogás	002-Mexicali	BC	48-Mexicali	08-Baja California	2022	18
51	Presidente Juárez (Rosarito) U5	Termoeléctrica convencional	005-Playas de Rosarito	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2022	160
52	Presidente Juárez (Rosarito) U6	Termoeléctrica convencional	005-Playas de Rosarito	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2022	160

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de transmisión	Región de Control	Año de retiro	Capacidad (MW)
53	Tijuana U1	Turbogás	004-Tijuana	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2022	30
54	Tijuana U2	Turbogás	004-Tijuana	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2022	30
55	Ciudad Constitución	Turbogás	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2022	33
56	San Carlos (Agustín Olachea A.) U1	Combustión Interna	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2022	32
57	San Carlos (Agustín Olachea A.) U3	Combustión Interna	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2022	41
58	Dos Bocas_PQ1	Ciclo combinado	105-Medellín de Bravo	VER	33-Veracruz	02-Oriental	2022	226
59	Tijuana U3	Turbogás	004-Tijuana	BC	46-Tijuana	08-Baja California	2023	150
60	Punta Prieta II U1	Termoeléctrica convencional	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	38
61	Punta Prieta II U2	Termoeléctrica convencional	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	38
62	Punta Prieta II U3	Termoeléctrica convencional	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2023	38
63	Nonoalco U3	Turbogás	015-Cuauhtémoc	CDMX	31-Central	01-Central	2023	42
64	Chávez U1	Turbogás	009-Francisco I. Madero	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	14
65	Chávez U2	Turbogás	009-Francisco I. Madero	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	14
66	Francisco Villa U4	Termoeléctrica convencional	021-Delicias	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2023	150
67	Francisco Villa U5	Termoeléctrica convencional	021-Delicias	CHIH	09-Chihuahua	05-Norte	2023	150
68	Gómez Palacio U1-U3	Ciclo combinado	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	240
69	Industrial Juárez	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2023	18
70	La Laguna U5	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	14
71	La Laguna U6	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	14
72	La Laguna U7	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	14
73	La Laguna U8	Turbogás	007-Gómez Palacio	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	14
74	Lerdo (Guadalupe Victoria) U1	Termoeléctrica convencional	012-Lerdo	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	160
75	Lerdo (Guadalupe Victoria) U2	Termoeléctrica convencional	012-Lerdo	DGO	11-Laguna	05-Norte	2023	160
76	Parque U2	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2023	18
77	Parque U3	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2023	13

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de transmisión	Región de Control	Año de retiro	Capacidad (MW)
78	Parque U4	Turbogás	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2023	28
79	Samalayuca U1	Termoeléctrica convencional	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2023	158
80	Samalayuca U2	Termoeléctrica convencional	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2023	158
81	Puerto Libertad U1	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2023	158
82	Puerto Libertad U2	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2023	158
83	Puerto Libertad U3	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2023	158
84	Puerto Libertad U4	Termoeléctrica convencional	047-Pitiquito	SON	01-Hermosillo	04-Noroeste	2023	158
85	Cancún U1	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2023	14
86	Cancún U2	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2023	14
87	Cancún U5	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2023	44
88	Chankanaab U1	Turbogás	001-Cozumel	QR	45-Cozumel	07-Peninsular	2023	14
89	Chankanaab U2	Turbogás	001-Cozumel	QR	45-Cozumel	07-Peninsular	2023	14
90	Chankanaab U4	Turbogás	001-Cozumel	QR	45-Cozumel	07-Peninsular	2023	25
91	Ciudad del Carmen U2	Turbogás	003-Carmen	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2023	16
92	Ciudad del Carmen U3	Turbogás	003-Carmen	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2023	17
93	Lerma (Campeche) U2	Termoeléctrica convencional	002-Campeche	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2023	38
94	Lerma (Campeche) U3	Termoeléctrica convencional	002-Campeche	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2023	38
95	Lerma (Campeche) U4	Termoeléctrica convencional	002-Campeche	CAMP	41-Lerma	07-Peninsular	2023	38
96	Mérida II	Turbogás	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	30
97	Mérida II U1	Termoeléctrica convencional	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	84
98	Mérida II U2	Termoeléctrica convencional	050-Mérida	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	84
99	Nizuc U1	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2023	44
100	Nizuc U2	Turbogás	005-Benito Juárez	QR	43-Cancún	07-Peninsular	2023	44
101	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U1	Termoeléctrica convencional	102-Valladolid	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	38
102	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto) U2	Termoeléctrica convencional	102-Valladolid	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	2023	38
103	Xul - Ha U1	Turbogás	004-Othón P. Blanco	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	2023	14

No.	Central/Unidad	Tecnología	Municipio	Entidad Federativa	Región de transmisión	Región de Control	Año de retiro	Capacidad (MW)
104	Xul - Ha U2	Turbogás	004-Othón P. Blanco	QR	44-Chetumal	07-Peninsular	2023	26
105	San Carlos (Agustín Olachea A.) U2	Combustión Interna	001-Comondú	BCS	50-Villa Constitución	09-Baja California Sur	2024	32
106	CCC Poza Rica	Ciclo combinado	175-Tihuatlán	VER	32-Poza Rica	02-Oriental	2024	232
107	La Paz U1	Turbogás	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2027	18
108	La Paz U2	Turbogás	003-La Paz	BCS	51-La Paz	09-Baja California Sur	2027	25
109	Samalayuca II_PQ1	Ciclo combinado	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2028	174
110	Samalayuca II_PQ2	Ciclo combinado	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2028	174
111	Samalayuca II_PQ3	Ciclo combinado	037-Juárez	CHIH	07-Juárez	05-Norte	2028	174
112	Carbón II U1	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2029	350
113	Carbón II U2	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2029	350
114	Carbón II U3	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2029	350
115	Carbón II U4	Carboeléctrica	022-Nava	COAH	12-Río Escondido	06-Noreste	2029	350
							Total^{1/2/}	11,821

Nota: El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2018 - 2032 sólo contempla las centrales que pertenecen a la CFE. ^{1/} La fecha de retiro puede variar de acuerdo a las condiciones del SEN. ^{2/} El Total puede no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.5.6. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018-2032
(Megawatt)

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Convencional	54,492	58,244	56,066	56,231	57,471	58,842	59,928	61,254	63,423	64,448	66,182	67,037	67,849	69,649	71,804
Ciclo combinado	30,125	33,726	34,281	35,155	36,870	40,586	41,243	42,569	44,708	45,776	47,510	49,765	50,577	52,377	54,532
Termoeléctrica convencional	11,712	11,712	8,296	7,476	7,156	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120
Carboeléctrica	5,378	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	4,107	4,107	4,107	4,107
Turbogás	5,062	5,062	5,746	5,746	5,663	5,311	5,311	5,311	5,341	5,298	5,298	5,298	5,298	5,298	5,298
Combustión Interna	1,635	1,657	1,657	1,768	1,695	1,738	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706
Lecho fluidizado	580	580	580	580	580	580	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Limpia	25,007	29,193	31,903	34,587	37,397	39,253	42,282	43,823	45,089	46,961	48,303	51,147	54,106	56,682	58,487
Renovable	20,453	24,638	27,348	29,992	32,561	34,048	36,808	38,349	39,059	40,552	41,770	42,591	44,190	45,406	47,211
Hidroeléctrica	12,642	12,671	12,671	12,671	12,671	12,671	13,135	13,198	13,198	13,244	13,676	13,747	14,393	14,393	14,856
Eólica	4,875	6,591	8,128	8,862	11,231	12,417	14,414	15,530	15,750	16,600	16,903	17,303	17,656	18,267	19,017
Geotérmica	951	936	906	891	891	891	891	917	1,067	1,317	1,450	1,450	1,550	1,655	1,708
Solar Fotovoltaica	1,971	4,426	5,630	7,555	7,755	8,055	8,355	8,691	9,031	9,377	9,727	10,077	10,577	11,077	11,617
Termosolar	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Otras	4,554	4,555	4,555	4,595	4,836	5,206	5,474	5,474	6,030	6,410	6,533	8,556	9,916	11,276	11,276
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	2,968	4,329	5,689	5,689
Bioenergía	1,010	1,010	1,010	1,050	1,291	1,577	1,725	1,725	1,823	1,823	1,947	1,947	1,947	1,947	1,947
Cogeneración eficiente	1,930	1,931	1,931	1,931	1,931	2,014	2,134	2,134	2,592	2,972	2,972	3,634	3,634	3,634	3,634
Frenos regenerativos	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Total^{1/}	79,499	87,436	87,969	90,818	94,868	98,095	102,210	105,077	108,512	111,409	114,486	118,184	121,955	126,331	130,292

Nota: El total incluye la adición y retiro de capacidad, no se incluye importación, Generación Distribuida y FIRCO.^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

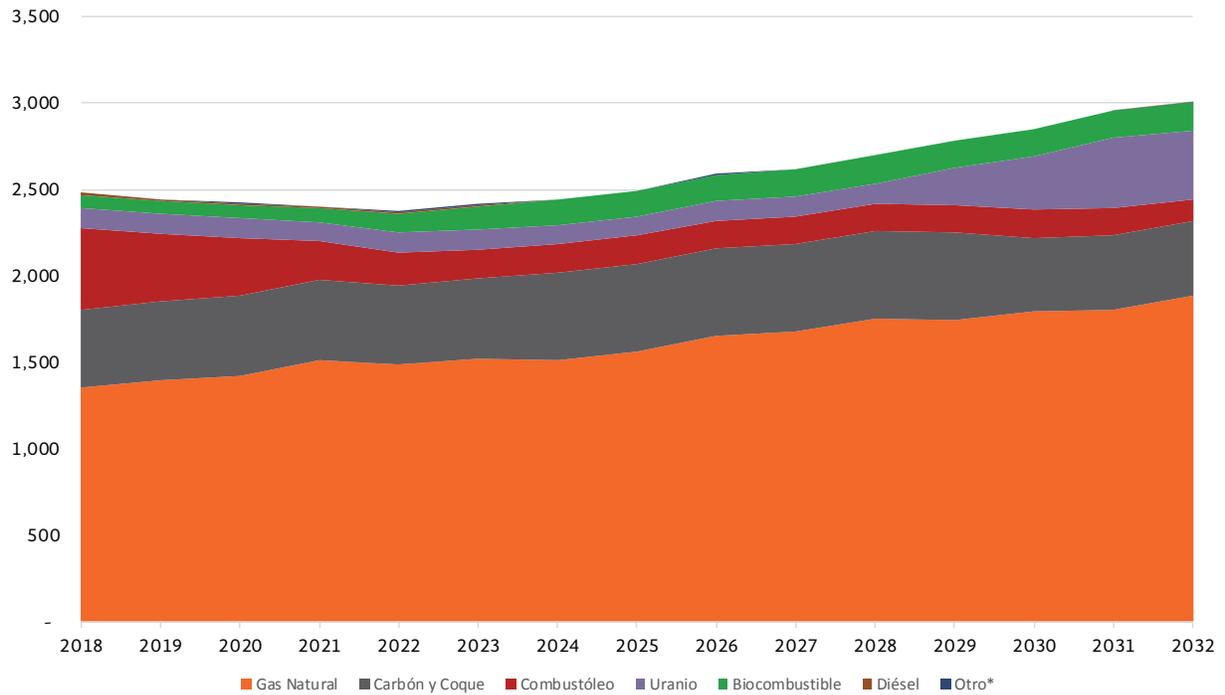
TABLA 4.5.7. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2032
(Gigawatt-hora)

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Convencional	232,995	234,220	238,535	241,340	239,658	243,491	243,551	251,107	257,259	262,611	268,704	274,889	279,058	286,253	292,434
Ciclo combinado	164,714	170,743	176,844	183,344	186,126	191,721	189,770	197,489	201,085	209,010	212,760	221,174	231,981	239,166	246,990
Termoeléctrica convencional	25,014	20,905	17,870	12,377	10,720	9,534	9,293	9,287	9,287	9,287	9,293	9,287	9,287	9,287	7,540
Carboeléctrica	34,502	35,370	35,529	35,450	35,450	35,450	35,529	35,450	35,450	35,450	35,529	35,450	28,846	28,846	28,925
Turbogás	2,380	1,221	1,941	4,032	1,356	1,241	238	242	2,812	267	2,508	321	356	395	434
Combustión interna	2,560	2,157	2,526	2,311	2,181	1,719	1,494	1,420	1,407	1,379	1,387	1,439	1,371	1,340	1,316
Lecho fluidizado	3,825	3,825	3,825	3,825	3,825	3,825	7,227	7,218	7,218	7,218	7,227	7,218	7,218	7,218	7,227
Limpia	80,340	89,578	95,863	104,040	116,843	124,162	135,746	139,802	145,485	152,496	159,271	166,412	176,204	183,520	192,355
Renovable	54,003	63,049	70,342	76,712	88,270	92,823	102,225	106,580	108,884	114,229	118,986	120,963	125,851	129,518	134,891
Hidroeléctrica	32,208	32,329	32,404	32,334	32,334	32,334	34,433	34,565	34,565	34,705	36,685	36,918	39,246	39,253	40,563
Eólica	13,833	18,155	23,600	26,390	36,134	40,180	46,899	50,452	51,121	53,984	55,141	56,352	57,454	59,536	62,237
Geotérmica	6,671	6,651	5,553	6,403	6,306	6,306	6,324	6,491	7,542	9,294	10,257	10,229	10,930	11,667	12,068
Solar Fotovoltaica	1,266	5,889	8,761	11,561	13,472	13,978	14,544	15,047	15,631	16,221	16,879	17,440	18,196	19,038	19,998
Termosolar	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Otras	26,338	26,529	25,521	27,328	28,573	31,339	33,521	33,222	36,601	38,267	40,285	45,449	50,353	54,002	57,464
Nucleoeléctrica	10,931	10,931	10,961	10,931	10,931	10,931	10,961	10,931	10,931	10,931	10,961	20,178	29,422	38,672	38,778
Bioenergía	4,060	4,060	4,071	4,500	6,103	8,162	9,257	9,231	9,939	9,939	10,861	10,831	10,831	10,831	10,861
Cogeneración eficiente	11,347	11,539	10,489	11,897	11,539	12,246	13,304	13,060	15,731	17,397	18,463	14,440	10,100	4,499	7,825
Total ^{1/}	313,335	323,798	334,398	345,380	356,502	367,653	379,297	390,908	402,744	415,107	427,975	441,302	455,263	469,773	484,788

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Generación estimada de acuerdo con los pronósticos de consumo y demanda del CENACE y los parámetros técnicos utilizados para la estimación del PIRCE. No se incluyen Importaciones, Exportaciones, autoabastecimiento local, Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER

GRÁFICO 4.5.8. CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2018-2032

(Petajoule)



* Incluye gas residual y vapor. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.5.8. CONSUMO DE COMBUSTIBLE 2018-2032

(Petajoule)

Combustible	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Gas natural	1,355	1,393	1,424	1,512	1,485	1,521	1,514	1,567	1,655	1,681	1,755	1,747	1,794	1,804	1,886
Combustóleo	474	387	330	224	190	168	163	163	163	163	162	162	162	162	125
Carbón ^{1/}	452	462	464	463	463	463	505	504	504	504	505	504	428	428	429
Uranio	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	210	306	402	403
Biogás, Bagazo y Residuos Sólidos	76	76	76	80	108	138	147	147	153	153	161	161	161	161	161
Diésel	10	8	12	11	10	9	0	0	0	0	1	2	1	2	2
Otros ^{2/}	3	1	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total	2,484	2,440	2,423	2,405	2,373	2,415	2,445	2,496	2,590	2,616	2,699	2,787	2,853	2,960	3,008

^{1/} Incluye coque ^{2/} Incluye gas residual y vapor. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.9. EMISIONES GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO 2018-2032

(Millones de toneladas)

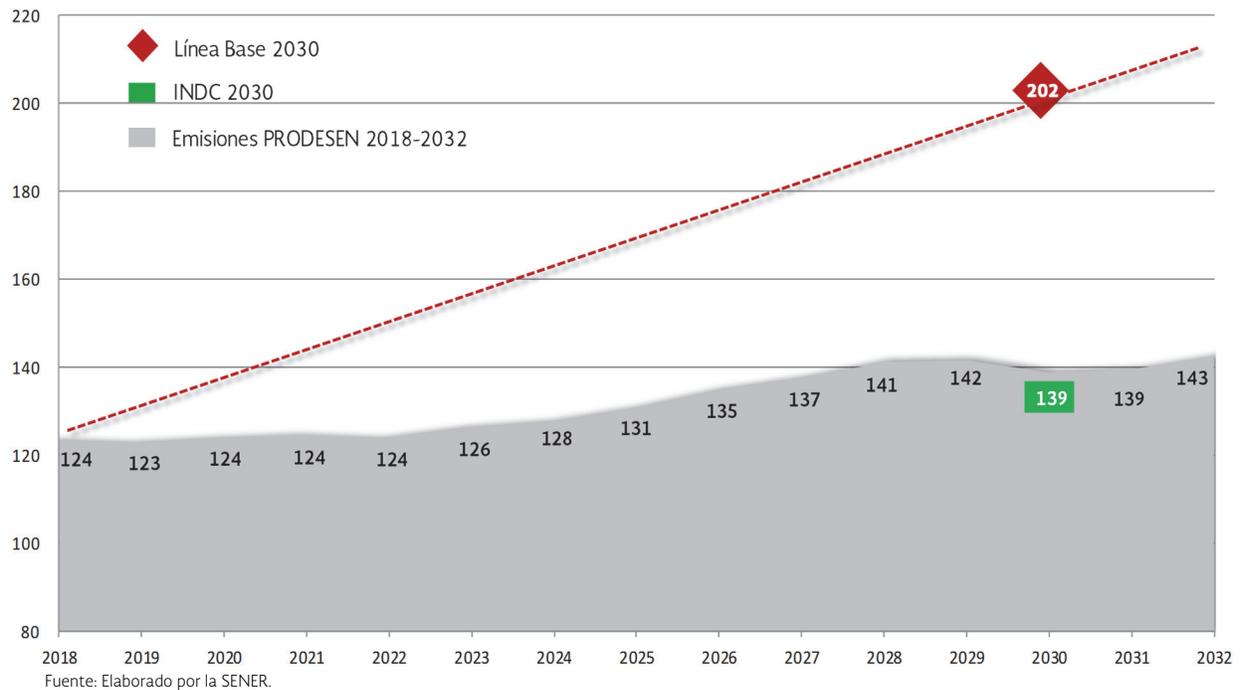


TABLA 4.5.9 EMISIONES GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO POR TECNOLOGÍA 2018-2032

(Millones de toneladas)

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bioenergía	3	3	3	3	4	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7
Carboeléctrica	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	23	23	23
Ciclo Combinado	65	67	70	72	73	76	75	78	79	82	84	87	92	94	97
Cogeneración Eficiente	4	5	4	5	5	5	5	5	6	7	7	6	4	2	3
Combustión Interna	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lecho fluidizado	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Termoeléctrica convencional	17	14	12	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	5
Turbogás	2	1	2	3	2	2	0	0	2	0	1	0	0	0	0
Total	124	123	124	124	124	126	128	131	135	137	141	142	139	139	143

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 4.5.10. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2018-2032

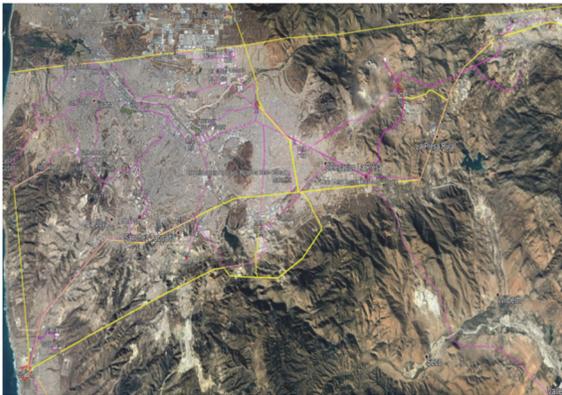
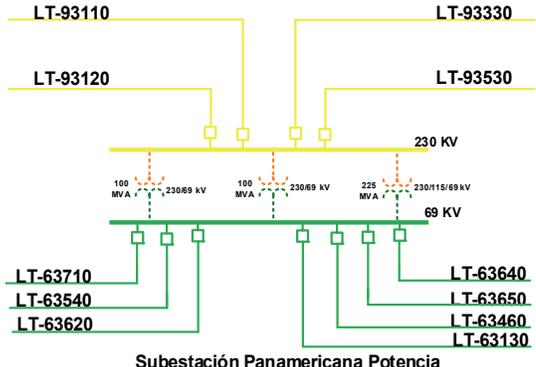
(Millones de dólares)

Año	Costos de Inversión	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	Costos Variables de Operación y Mantenimiento	Costos de Falla	Total	Variación (%)
2018	555	1,735	5,594	0	7,883	-
2019	1,252	1,693	5,568	0	8,512	8%
2020	1,519	1,547	5,533	0	8,598	1%
2021	1,675	1,424	5,407	0	8,506	-1%
2022	1,910	1,360	4,857	0	8,127	-4%
2023	2,166	1,280	4,502	1	7,948	-2%
2024	2,286	1,217	4,168	0	7,671	-3%
2025	2,237	1,135	3,976	1	7,349	-4%
2026	2,197	1,061	3,901	1	7,160	-3%
2027	2,130	996	3,686	1	6,813	-5%
2028	2,094	934	3,560	0	6,588	-3%
2029	2,206	908	3,308	0	6,422	-3%
2030	2,255	869	3,129	2	6,255	-3%
2031	2,279	843	2,941	1	6,064	-3%
2032	23,997	8,676	30,461	9	63,144	-
Total	50,756	25,677	90,590	17	167,041	

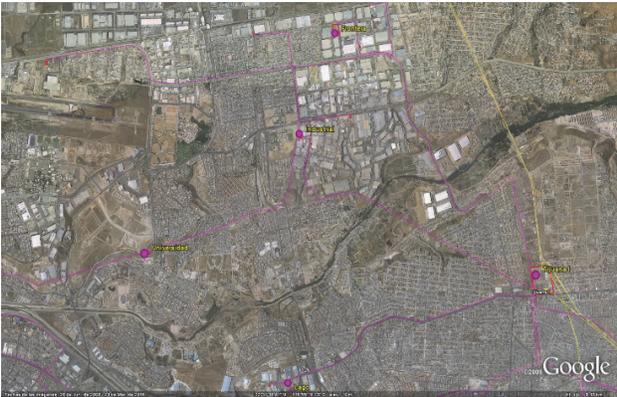
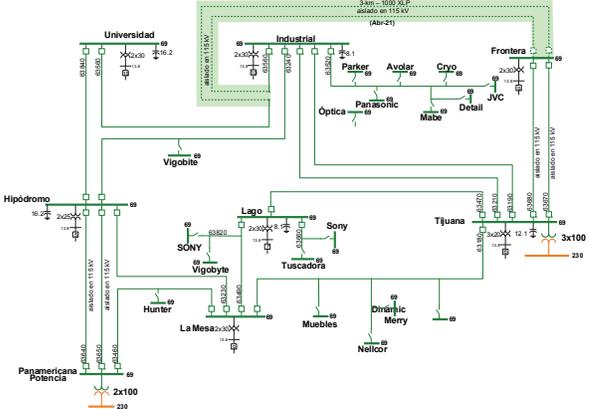
Fuente: Elaborado por la SENER.

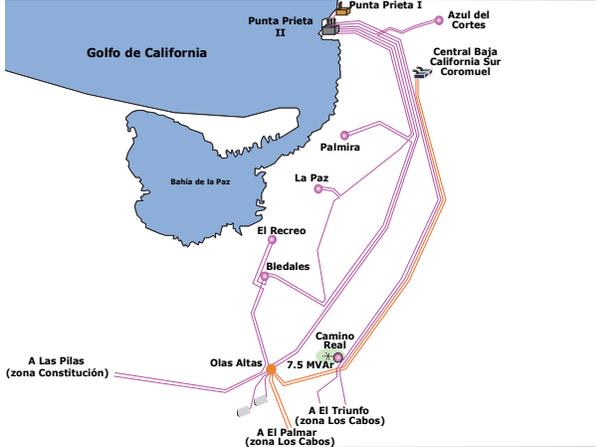
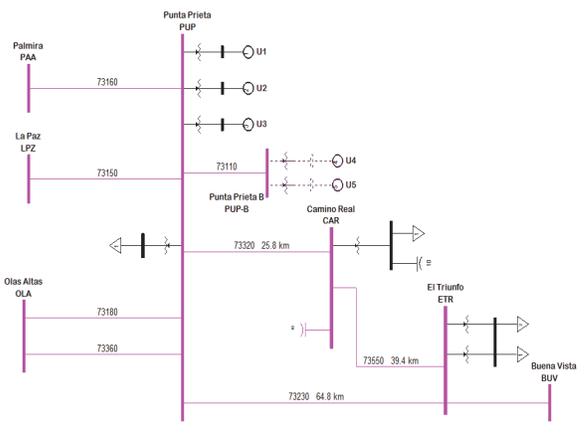
Proyectos de transmisión identificados 2018

P17-BC16		Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La zona San Luis Río Colorado, se encuentra en la parte noroeste del estado de Sonora, su demanda de energía eléctrica está constituida principalmente por carga residencial e industrial, llegando a un valor de demanda máxima de 356 MW en 2017, con una tasa de crecimiento promedio anual del 3.7%. Es una zona de carga que se alimenta en forma radial desde la zona Mexicali, no cuenta con generación interna que permita el suministro local. Se presentarán voltajes de operación en las subestaciones Chapultepec y San Luis Rey fuera de los límites de operación permitidos en condición de contingencia.</p>		<p>De acuerdo la demanda máxima registrada en 2017 y a la tasa de crecimiento en la zona, se prevé en el mediano plazo que se presente un voltaje fuera de los rangos de operación permitidos en la subestación eléctrica Chapultepec ante la contingencia de la LT-Cerro Prieto Dos – Chapultepec. Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y minimizar las congestiones en la RNT.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de 7.4 km-c de líneas en 230 kV. No se requiere transformación. Requiere de dos alimentadores en 230 kV en la subestación eléctrica Chapultepec.</p>		<p>Como una segunda alternativa de solución a la problemática, se propone ampliar la red de transmisión de 230 kV mediante la LT Cerro Prieto Dos - Chapultepec. Sin embargo, el proyecto Chapultepec entronque Cerro Prieto II – San Luis Rey proporcionará mantener el voltaje de operación en la subestación eléctrica Chapultepec dentro de los límites operativos permitidos durante la condición de demanda máxima de verano, tanto en estado estable y ante contingencia sencilla.</p>	
Obra	km-c	kV	# circuitos
Transmisión	8	230	2
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C VPN TIR</p>	<p>1.6 49.9 14.7 %</p>	<p>Con la realización del entronque de la LT-93310 Cerro Prieto Dos – San Luis Rey a S.E. Chapultepec, se podrá incrementar el margen de transferencia de potencia en zona San Luis Río Colorado, así como se proporcionará seguridad y confiabilidad en la red eléctrica.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

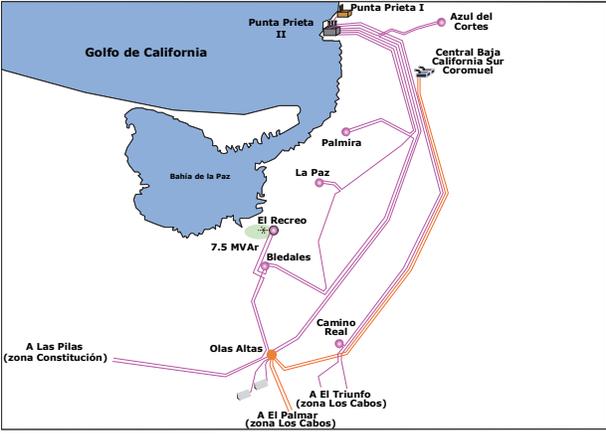
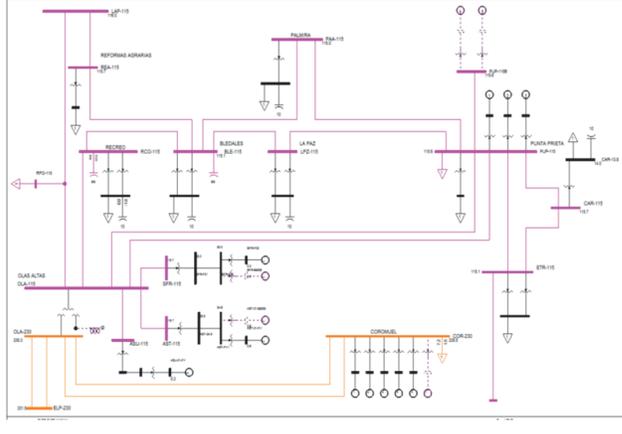
P17-BC14		Panamericana Potencia Banco 3	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>Los transformadores de potencia instalados en las subestaciones Rubí (225 MVA), Panamericana Potencia (2 x 100 MVA), Metrópoli Potencia (2 x 100 MVA), Tijuana I (3 x 100 MVA) y La Herradura (225 MVA) suministran la energía requerida en la red en el nivel de 69 kV. El área de influencia considera la red de en 69 kV la cual está inmersa en un área densamente poblada con un terreno irregular y montañoso. La carga es predominantemente residencial e Industrial y la demanda máxima registrada en 2017 fue de 904 MW. En los últimos años, se vio la necesidad de modificar el esquema de acción remedial de los bancos de Panamericana Potencia, con los cuales se trasladaba el flujo de potencia a los bancos de SE Tijuana I, provocando sobrecargas en los bancos instalados y por consiguiente causando una salida en cascada de elementos de la red de sub-transmisión de zona Tijuana.</p>		<p>Derivado de los años de servicio de los autotransformadores se gestionó un estudio técnico para determinar la vida residual de los autotransformadores de la subestación Panamericana Potencia, en cual, se observan que el transformador AT-20 Fase A está en la mitad de su vida útil y los transformadores AT-20 Fases B y C están en el último tercio de su vida útil, también se encontró una alta concentración de oxígeno, humedad y acidez en el aceite. Operativamente el Sistema Eléctrico de Baja California tiene en la subestación Panamericana Potencia (PAP) a uno de sus nodos principales, el cual no cumple con el denominado "Nivel adecuado de confiabilidad" conforme al Código de Red.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de 4 unidades monofásicos de 75 MVA's con relación de transformación 230/115/69 kV, adicional a los existentes para incrementar la capacidad en 225 MVA de la SE Panamericana Potencia y se tendrá una unidad de reserva de 75 MVA.</p>		<p>Cambio de tensión a 115 KV de la red eléctrica de la parte noroeste de la ciudad de Tijuana, que consideran la red asociada de transmisión y transformación entre las subestaciones eléctricas México, Río, Guerrero y Cárdenas.</p>	
Obra	MVA	Relac.	
Transformación	300	230/69	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C VPN TIR</p>	<p>4.9 647.9 32.7 %</p>	
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2022	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
		 <p>Subestación Panamericana Potencia</p>	

P17-BC2		Rubí entronque Cárdenas – Guerrero									
Situación actual		Problemática a resolver									
<p>Para atender el suministro de la zona Tijuana, se realiza la importación de energía desde tres puntos: Central Presidente Juárez mediante líneas que enlazan las subestaciones de potencia Rubí, Panamericana Potencia, Metrópoli Potencia y Tijuana I, el segundo punto proviene de la región Valle mediante dos circuitos en 230 kV con capacidad de 550 MW de generación proveniente de las Centrales Cerro Prieto II y el Ciclo Combinado Mexicali y el tercer punto es mediante la importación de energía proveniente de EUA hacia el sistema de Baja California Actualmente hay un circuito de interconexión entre la ciudad de Tijuana y la ciudad de San Diego con una capacidad de exportación de 797 MVA y en conjunto con el enlace Rosita – Imperial Valley forman el Path 45.</p>		<p>Las limitaciones que se presentan en el área de influencia se relacionan a la violación del límite operativo de la línea de transmisión LT Cárdenas – Rubí, se construyó un enlace subterráneo entre ambas subestaciones con capacidad máxima de transmisión por límite térmico de 85 MVA, sin embargo, esta capacidad se encuentra limitada por daños en los empalmes del conductor subterráneo. La contingencia más severa es la pérdida de la LT Rubí – 63570 – Guerrero en 69 kV, que se incrementa el flujo a través de la línea LT Rubí – 63110 – Cárdenas hasta sobrecargarla.</p> <p>Por tanto, de acuerdo con los pronósticos de crecimiento en el área de influencia, se requiere incrementar la capacidad de transmisión al poniente de la ciudad de Tijuana en el mediano plazo.</p>									
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)									
<p>1. Construcción de un tramo de doble circuito saliendo de SE Rubí hacia el poniente para interconectar la LT Cárdenas – Guerrero, con 4 km de longitud aproximada, aislada a 115 kV, calibre 1600 XLP, operación inicial en 69 kV, este tramo se conectará a un tramo de línea de transmisión existente por lo que es necesario rehabilitarla y utilizarla para realizar la apertura la LT Cárdenas – Guerrero, modificando la topología del área de influencia en la red operada en 69 kV.</p> <p>2. Construcción de dos bahías y sus alimentadores en la SE Rubí.</p>		<ol style="list-style-type: none"> 1. LT Cárdenas entronque Presidente Juárez – Rubí, doble circuito, 7 km, calibre 795 MCM considerando postes troncocónicos. 2. Cárdenas Banco 1 y 2. Sustitución de los transformadores actuales de relación 69/13.8 kV. 3. Dos alimentadores en la SE Cárdenas en 115 kV. 4. Dos alimentadores en SE Presidente Juárez en 115 kV. 									
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Obra</th> <th style="text-align: center;">km-c</th> <th style="text-align: center;">kV</th> <th style="text-align: center;">Circuitos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transmisión</td> <td style="text-align: center;">8</td> <td style="text-align: center;">115</td> <td style="text-align: center;">2</td> </tr> </tbody> </table>		Obra	km-c	kV	Circuitos	Transmisión	8	115	2		
Obra	km-c	kV	Circuitos								
Transmisión	8	115	2								
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto									
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>El proyecto permitirá atender el desarrollo regional del área de influencia, incrementará la confiabilidad en el suministro de energía a las cargas de las subestaciones Cárdenas, Guerrero, México, Río, Hipódromo, Tecolote y Pacífico manteniendo los niveles de carga en las líneas dentro de los límites operativos.</p>									
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021									
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar									

P17-BC3		Frontera entronque Industrial - Universidad	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El suministro de energía eléctrica al noreste de la ciudad de Tijuana se realiza a través de la red en 69 kV la cual incluye dos líneas de forma radial de SE Tijuana hacia SE Frontera, dos líneas de SE Tijuana hacia la SE Industrial y dos líneas de transmisión provenientes de SE Hipódromo. La carga de zona Tijuana es predominantemente residencial e Industrial, la demanda máxima registrada en 2017 fue de 904 MW. Con el incremento pronosticado de la demanda en el área de influencia en los próximos años, las líneas de transmisión entre las subestaciones Tijuana e Industrial operarán al 100% de su capacidad nominal en condición de estado estable y ante contingencia sencilla se implementará un esquema de corte de carga para mantener el sistema operando dentro de las condiciones operativas seguras del sistema eléctrico.</p>		<p>La red eléctrica en 69 kV que suministra la demanda al norte de la SE Tijuana I, presenta una problemática en los elementos serie de las líneas de transmisión que impide disponer de su máxima capacidad para atender los requerimientos de suministro de demanda. Por tanto, con los crecimientos estimados en la demanda de área de influencia, se prevé que en 2021 se registren sobrecargas en la línea de transmisión Tijuana I – Industrial en condición de contingencia, que requieren de esquemas remediales de corte de carga cada vez de mayor magnitud. Se requiere de un proyecto que permita atender el suministro del área de influencia y de la flexibilidad requerida, incremente la confiabilidad y optimice los recursos de transmisión en la zona Tijuana.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>1. Construcción de un tramo de línea de transmisión de doble circuito de 3 km de longitud aproximada, saliendo de SE Frontera hacia el poniente para interconectar la LT Industrial – Universidad, aislada a 115 kV, calibre 795 ACSR, operación inicial en 69 kV, se considera postes troncocónicos por ser un área completamente urbanizada. 2. Construcción de dos bahías y sus alimentadores en la SE Frontera.</p>		<p>1. LT Tijuana I – Industrial, un circuito, 6 km, calibre 795 ACSR, Poste troncocónico en 115 kV, operación inicial en 69 kV. 2. Un alimentador en la Tijuana I en 115 kV, operación inicial en 69 kV. 3. Un alimentador en la SE Industrial en 115 kV, operación inicial en 69 kV.</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	6	115	2
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C VPN TIR</p>	<p>1.7 46 15.3 %</p>	<p>El proyecto permitirá atender el desarrollo regional del noreste de la ciudad de Tijuana, incrementará la confiabilidad en el suministro de energía a las cargas subestaciones de Industrial, Frontera y Universidad manteniendo el flujo de transmisión en los elementos de transmisión dentro de los límites operativos.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

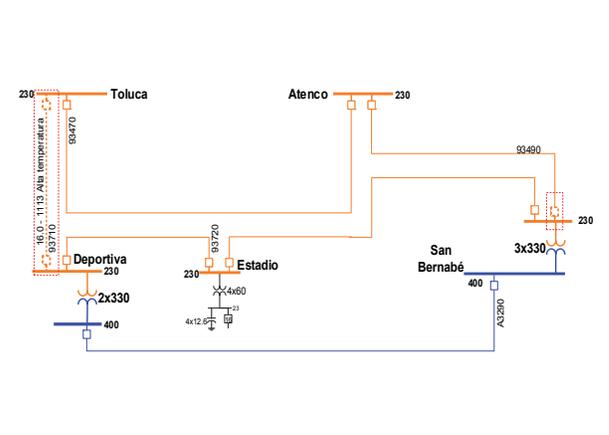
P16-BS2		Camino Real MVar	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La subestación Camino Real se encuentra ubicada al sur de la ciudad de La Paz; cuenta con un transformador con capacidad de 30 MVA y relación 115/13.8 kV, tiene instaladas dos bahías en 115 kV para líneas de transmisión provenientes de las subestaciones de El Triunfo y Punta Prieta. Inicialmente la subestación Camino Real se construyó para compartir la carga de la S.E. Bledales, por lo que se presentan voltajes de operación fuera de los rangos de operación permitidos en las subestaciones Camino Real y El Triunfo ante contingencias sencillas.</p>		<p>El área de influencia está compuesta por las SE Camino Real y El Triunfo. El suministro de energía se realiza desde la Central Eléctrica Punta Prieta a través del enlace de transmisión en 115 kV entre las ciudades de La Paz y Cabo San Lucas. La Central Eléctrica Punta Prieta es una central termoeléctrica muy antigua, en los últimos años se han presentado fallas e indisponibilidades en las tres unidades de generación de vapor. Además, para el 2021 se pronostica un incremento de carga motivado por el desarrollo residencial y comercial al sur de la ciudad de La Paz colindante con la subestación eléctrica Camino Real, y se presentarán voltajes de operación fuera de los rangos de operación permisibles.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 7.5 MVar en la subestación eléctrica Camino Real CAR-115 kV</p>		<p>Construcción de un doble circuito, un conductor por fase calibre 477 MCM tipo ACSR en 115 kV de 100 metros para realizar el entronque en la subestación Camino Real, también es necesario construir dos bahías en nivel de 115 kV en la subestación Camino Real para la apertura de la LT Punta Prieta 73230 El Triunfo.</p>	
Obra	kV	MVar	
Compensación	115	7.5	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C 2.2 VPN 28.3 TIR 22.5 %</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto, se estará en posibilidad de suministrar el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro de energía que incremente el desarrollo económico obteniendo beneficios para la población.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

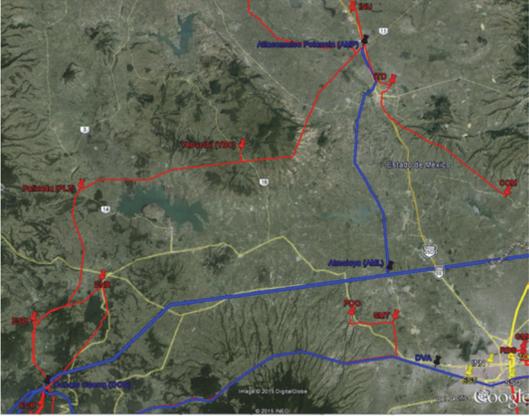
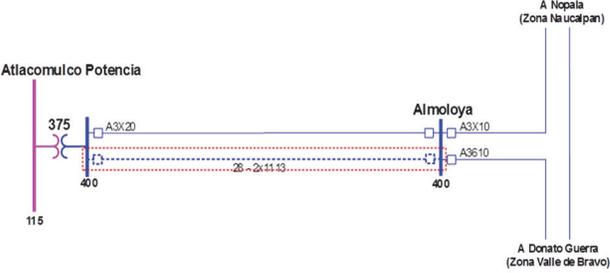
P17-BS1		Loreto MVar	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La subestación Loreto se encuentra ubicada en la zona de carga Constitución al norte del estado de Baja California Sur; cuenta con un transformador con capacidad de 20 MVA y relación 115/13.8 kV, tiene instalada una única bahía en 115 kV para la línea de transmisión proveniente de la subestación Insurgentes.</p> <p>La Central Eléctrica General Agustín Olachea cuenta con 3 unidades de combustión interna y la Central Eléctrica Villa Constitución que cuenta con una unidad turbogas, son la fuente de soporte de reactivos y suministro de energía eléctrica de toda la zona Constitución y los excedentes de generación se exportan hacia el resto del sistema interconectado de Baja California Sur.</p>		<p>Se prevé un incremento de carga típico en la red de transmisión en nivel de 115 kV en las subestaciones Puerto Escondido y Loreto, sin embargo, debido a la gran distancia eléctrica entre la demanda a suministrar y los puntos de soporte de reactivos, se presentarán voltajes fuera de los rangos de operación permitidos durante el periodo de verano en estado estable.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de un banco de capacitores con capacidad de 7.5 MVar en la subestación eléctrica Loreto en el nivel de tensión de 115 kV.</p>		<p>Instalación de una línea de transmisión entre las subestaciones Santo Domingo hasta la subestación Loreto, 86 km de longitud, calibre 477 MCM tipo ACSR en 115 kV, por lo que es necesario construir dos bahías en nivel de 115 kV, una en la subestación Santo Domingo y otra en Loreto para la conexión de dicha línea de transmisión.</p>	
Obra	kV	MVar	
Compensación	115	7.5	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C 2.4 VPN 31.7 TIR 21.9 %</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto, se suministrara el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro de energía que incremente el desarrollo económico obteniendo beneficios para la población.</p>	
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

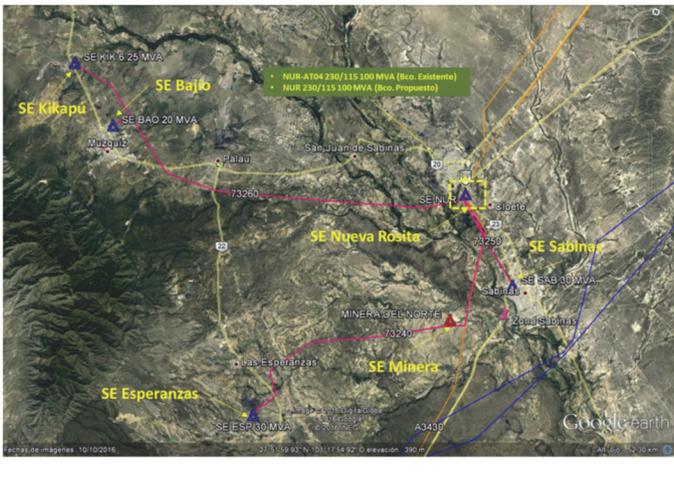
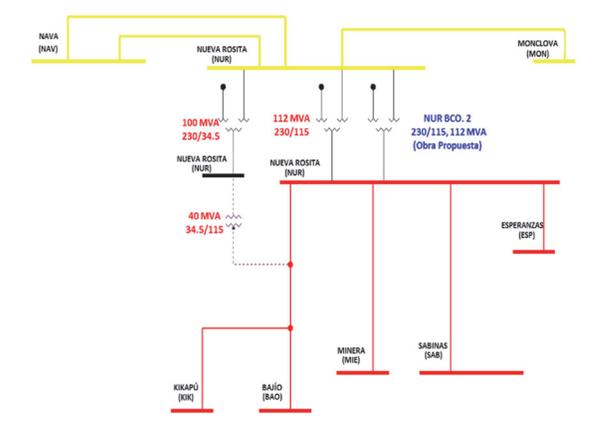
P18-BS6		Recreo MVar							
Situación actual		Problemática a resolver							
<p>La zona La Paz (ZLPZ) está compuesta por las SE Olas Altas, Recreo, Las Pilas, Reformas Agrarias, Bledales, La Paz y Palmira, el suministro a la zona depende de la transformación instalada en la propia zona de carga con las centrales de Baja California Sur, Punta Prieta I y II y la Planta Fotovoltaica de Aura Solar. Esta zona depende en gran medida de que la red se conserve completa con las dos fuentes primordiales de suministro, la LT OLA-RCO y la LT PUP-LPZ, al presentarse una contingencia en la primera se pierde la generación proveniente de la Central Baja California, así como su soporte reactivo lo que provoca que toda la energía necesaria para la zona de influencia sea provista desde la central Punta Prieta, esto significa un recorrido de 33.3 km considerablemente mayor al que normalmente se tiene desde Olas Altas al Recreo en 115 kV, lo que provoca que la regulación de voltaje sea mínima o casi nula para las subestaciones Recreo, Bledales, Palmira y La Paz en caso de contingencia al no estar la generación proveniente de la Central Baja California Sur.</p>		<p>En la red de transmisión en nivel de 115 kV las subestaciones del Recreo, Bledales, Palmira y La Paz se encuentran en la zona conurbada del municipio de La Paz, el crecimiento urbano y de servicios se prevé siga en aumento debido a que esta zona es de gran auge para el turismo además de ser la capital del estado de Baja California Sur, aunque se tiene implementado un esquema de acción remedial por alguna contingencia, esta demarcación es prioritaria debido a su cercanía con la zona hotelera del municipio, lo que podría ocurrir con el disparo de la LT OLA 73470 RCO. Es necesario un equipo fijo de compensación reactiva capacitiva que apoye en la regulación de voltaje.</p>							
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)							
<p>El proyecto consiste en la instalación de banco de capacitores con capacidad 12.5 MVar en la subestación Recreo en el nivel de 115 kV.</p>		<p>Instalación de 9 km de línea con calibre 1113 MCM paralela a la existente desde la subestación Olas Altas hasta la subestación Recreo, considera toda la infraestructura necesaria para la instalación en nivel de 115 kV y las adecuaciones en la bahía (interruptor) de la SE Recreo.</p>							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Obra</th> <th>kV</th> <th>MVar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>12.5</td> </tr> </tbody> </table>		Obra	kV	MVar	Compensación	115	12.5		
Obra	kV	MVar							
Compensación	115	12.5							
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto							
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>B/C</td> <td>1.3</td> </tr> <tr> <td>VPN</td> <td>6.6</td> </tr> <tr> <td>TIR</td> <td>13.6 %</td> </tr> </tbody> </table>	B/C	1.3	VPN	6.6	TIR	13.6 %	<p>El objetivo principal es desarrollar la infraestructura necesaria en las subestaciones del área de influencia al sur de la ciudad de La Paz para mantener voltajes dentro de los rangos establecidos como seguros en estado estable y ante contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.</p>	
B/C	1.3								
VPN	6.6								
TIR	13.6 %								
Fecha Factible de Entrada en Operación		2021							
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar							
									

P18-MU1		Santa Rosalía Banco 2	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La Subgerencia de Control Regional Santa Rosalía tiene a su cargo el control operativo del Sistema Mulegé. Un sistema principalmente longitudinal al norte del estado de Baja California Sur. Cuenta con dos zonas eléctricas: Santa Rosalía y Guerrero Negro, que se interconectan mediante el enlace de transmisión de 115 kV entre las subestaciones eléctricas Mezquital y Vizcaino. Durante temporada de verano en demanda alta, la zona Guerrero Negro exporta energía a zona Santa Rosalía que presenta un déficit de generación por la alta demanda que registra y la indisponibilidad de los bancos de transformación para la utilización de las unidades de generación de combustión interna y turbogas y turbojet instaladas en la zona Santa Rosalía.</p>		<p>La problemática se presenta en la subestación eléctrica Santa Rosalía, derivado a su antigüedad, obsolescencia y a la poca flexibilidad para llevar a cabo mantenimientos, en los últimos años se han presentado fallas que han derivado en interrupciones en el suministro de energía a la población de Santa Rosalía. Adicionalmente, se han presentado indisponibilidades en equipos como transformadores, interruptores y cuchillas, cabe señalar que dicha subestación del tipo "tubular", presenta una antigüedad de más de 40 años de servicio con un mantenimiento casi nulo. En condición de indisponibilidad, mantenimiento y/o contingencia de los equipos de transformación con relación 34.5/2.4 kV ó 13.8/2.4 kV, o bien, cuando se presente una indisponibilidad de generación turbogas en la zona Santa Rosalía, no es posible suministrar la carga de la zona.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de una bahía para la instalación de tres alimentadores en 13.8 kV, un transformador de 20 MVA con relación de transformación 115/13.8 kV en la SE Santa Rosalía.</p>		<p>Adición de elementos de transformación en la subestación nueva de Santa Rosalía mediante equipos de transformación. Uno de 20 MVA con relación de 115/34.5 kV y un segundo de 20 MVA y relación 34.5/13.8 kV, una nueva barra en 13.8 kV en la nueva subestación Santa Rosalía con tres alimentadores en 13.8 kV, todo lo anterior en la nueva subestación de Santa Rosalía.</p>	
Obra	MVA	Relac.	
Transformación	20	115/13.8	
Evaluación económica		Confiability del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>8.1</p> <p>284.7</p> <p>81.7 %</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto, se estará en posibilidad de suministrar el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro de energía que incremente el desarrollo económico obteniendo beneficios para la población.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2020	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P18-MU3		Mezquital MVAr (traslado)							
Situación actual		Problemática a resolver							
<p>Con la interconexión de la Zona Guerrero Negro y la Zona Santa Rosalía en el año 2014 se construye la subestación Mezquital, una subestación de maniobra en la cual se interconectan tres líneas de transmisión en 115 kV, una línea de 19 km que va a Central Geotérmica Tres Vírgenes, una línea de 20 km a subestación eléctrica Santa Rosalía y la línea de interconexión a la subestación eléctrica Vizcaino con 137 km de longitud, con esta subestación la dependencia del reactor de 2.5 MVAr para mantener la línea energizada se minimizo por completo durante la temporada de verano, sin embargo, para la temporada de invierno (octubre a abril) es necesario contar con el reactor.</p>		<p>Los cambios en la topología del nuevo sistema desplazó la aportación de reactivos de la línea de transmisión Tres Vírgenes – Santa Rosalía en 115 kV hacia el tramo actual de la línea de transmisión Tres Vírgenes – Mezquital, la cual presenta un tramo subterráneo de 2.5 km y aporta reactivos al sistema, situación que dificulta la coordinación de maniobra tanto de recuperación, libranza, energización de subestación, etc, al tener la fuente de consumo de reactivos en la barra de la subestación eléctrica Santa Rosalía. El traslado e instalación del Reactor de 2.5 MVAr en Santa Rosalía (R10) a la subestación eléctrica Mezquital permitirá llevar a cabo maniobras de energización adecuadas, coordinación de libranzas, mejorará el perfil de voltaje en las subestaciones del área de influencia en estado estable y ante contingencia.</p>							
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)							
<p>Traslado del reactor de 2.5 MVAr existente en la subestación eléctrica Santa Rosalía a la subestación eléctrica Mezquital en el nivel de 115 kV.</p>		<p>Construcción de una línea de transmisión para conectar la subestación Mezquital y Santa Rosalía en nivel de 115 kV con 17 km de longitud aproximada.</p>							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Obra</th> <th>km-c</th> <th>kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>2.5</td> </tr> </tbody> </table>		Obra	km-c	kV	Compensación	115	2.5		
Obra	km-c	kV							
Compensación	115	2.5							
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto							
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>Con la entrada en operación del proyecto, se estará en posibilidad de suministrar el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro de energía que incremente el desarrollo económico obteniendo beneficios para la población.</p>							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>B/C</th> <td>4.3</td> </tr> <tr> <th>VPN</th> <td>11.5</td> </tr> <tr> <th>TIR</th> <td>49.7 %</td> </tr> </thead> </table>		B/C	4.3	VPN	11.5	TIR	49.7 %		
B/C	4.3								
VPN	11.5								
TIR	49.7 %								
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2019							
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar							

P17-CE2		Línea de transmisión Deportiva – Toluca (re calibración)	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El suministro de energía eléctrica hacia las zonas de distribución Toluca y Tenango está soportado principalmente por dos subestaciones eléctricas interconectadas a la red troncal de 400 kV corresponden a las subestaciones Deportiva y San Bernabé, asimismo se tienen instaladas dos subestaciones que permiten la transformación de la energía del nivel de tensión 230 kV hacia 85 kV que son Atenco, y Toluca. La infraestructura eléctrica mencionada permite el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Toluca, capital del Estado de México y municipios conurbados, además en el corto plazo se espera la interconexión a la red de 230 kV el proyecto de Tren Suburbano en Toluca.</p>		<p>Como resultado de los análisis de la red eléctrica para 2022, se espera la sobrecarga de dos trayectorias de transmisión en 230 kV de la red eléctrica de la zona Toluca, durante la condición de demanda máxima: Sobrecarga del 12% en la línea de transmisión San Bernabé - Atenco (93490) ante la contingencia de la línea de transmisión Deportiva - Toluca (93470),.Ante cualquiera de las dos contingencias que pudieran presentarse, en la red eléctrica en 230 kV mencionadas, no es posible atender 350 MW asociados a las cargas en el nivel de 85 kV de las zonas Toluca y Tenango, y 165 MW correspondientes al corredor Remedios – Atenco de la red en 230 kV de la zona Toluca, por lo que el monto total afectado sería de alrededor de 515 MW para el invierno de 2022.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Sustitución de aproximadamente 16 km-c de línea de transmisión en 230 kV del actual conductor calibre 1113 MCM tipo ACSR por conductor de alta temperatura de calibre similar, que permita incrementar la capacidad de transmisión. Consiste en la recalibración del circuito Deportiva – Toluca (93470), con la adecuación de equipo terminal en las subestaciones Deportiva y Toluca con la capacidad del nuevo conductor. Además del reemplazo de equipo terminal en la subestación San Bernabé asociado a la línea de transmisión San Bernabé - Atenco (93490)</p>		<p>Debido a que la solución técnica corresponde a la repotenciación de la red eléctrica de transmisión con conductor de alta temperatura para el circuito Deportiva – Toluca (93470), se revisó una opción alterna factible que consiste en la instalación de un segundo conductor de las mismas características al existente, considerando el posible refuerzo o reemplazo de las torres multi-circuito existentes, con un total de 16 km y calibre de 1113 MCM tipo ACSR.</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	16	230	1
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		B/C	2.2
		VPN	55.7
		TIR	16.1 %
Fecha Factible de Entrada en Operación		Diciembre de 2022	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

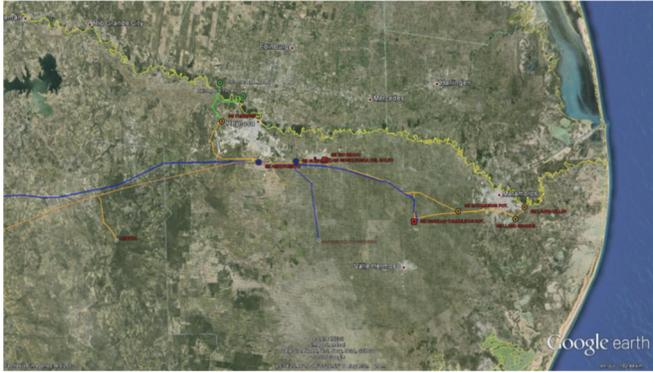
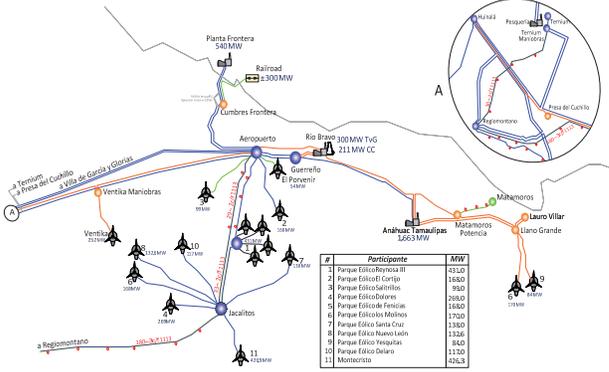
M15-CE2		Línea de transmisión Atacomulco Potencia - Almoloya									
Situación actual		Problemática a resolver									
<p>Actualmente, ante la falla de la línea de transmisión Almoloya - Atacomulco Potencia (A3X20) de la red troncal de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Central, se presentan altos flujos de potencia en la red de transmisión de 115 kV de la zona Atacomulco, específicamente en el corredor Palizada - Yebucibi - Atacomulco Potencia ante las condiciones de demanda máxima y media por el incremento de la carga local. Entre las subestaciones eléctricas Palizada y Yebucibi se tiene un circuito de un conductor por fase de calibres 366 y 477 tipo ACSR de una longitud de 19.6 km. Adicionalmente entre las subestaciones eléctricas Yebucibi y Atacomulco Potencia, se tiene un circuito de un conductor por fase de calibres 366 y 477 tipo ACSR de una longitud de 16.9 km. El suministro de la región poniente del Estado de México depende del corredor de transmisión Palizada - Yebucibi - Atacomulco Potencia en el nivel de tensión de 115 kV.</p>		<p>En la condición de demanda máxima en la zona poniente del Estado de México y ante contingencia sencilla de la línea de transmisión Almoloya - Atacomulco Potencia (A3X20) de la red troncal de 400 kV, se presentan sobrecargas en la trayectoria Palizada - Yebucibi - Atacomulco Potencia de 115 kV, el monto de sobrecarga es de alrededor del 16.4%. También se presenta una problemática por bajo voltaje en las subestaciones de la zona Atacomulco.</p>									
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)									
<p>Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión Almoloya - Atacomulco Potencia existente, aislada y operada en el nivel de tensión de 400 kV, con una longitud aproximada de 28 km y dos conductores por fase calibre 1113 MCM tipo ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced). Para la conexión del segundo circuito, un alimentador en la subestación Atacomulco Potencia y otro en la subestación Almoloya en el nivel de tensión de 400 kV.</p>		<p>Sustitución de 23.5 km de línea con conductor calibre 336 MCM, por calibre 477 MCM tipo ACSR en los tramos correspondientes de las siguientes líneas aisladas y operadas en el nivel de tensión de 115 kV: - Palizada - Yebucibi, de 8.4 km - Yebucibi - Atacomulco Potencia de 15.1 km</p>									
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">Obra</th> <th style="width: 15%;">km-c</th> <th style="width: 15%;">kV</th> <th style="width: 40%;">Circuitos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transmisión</td> <td>28</td> <td>400</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>		Obra	km-c	kV	Circuitos	Transmisión	28	400	2		
Obra	km-c	kV	Circuitos								
Transmisión	28	400	2								
Evaluación económica		Confiability del Proyecto									
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">B/C</th> <th style="width: 70%;">Índice</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>VPN</td> <td>1.5</td> </tr> <tr> <td>TIR</td> <td>58.4</td> </tr> <tr> <td></td> <td>14.5 %</td> </tr> </tbody> </table>		B/C	Índice	VPN	1.5	TIR	58.4		14.5 %
B/C	Índice										
VPN	1.5										
TIR	58.4										
	14.5 %										
Fecha Factible de Entrada en Operación		Diciembre de 2022									
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar									
											

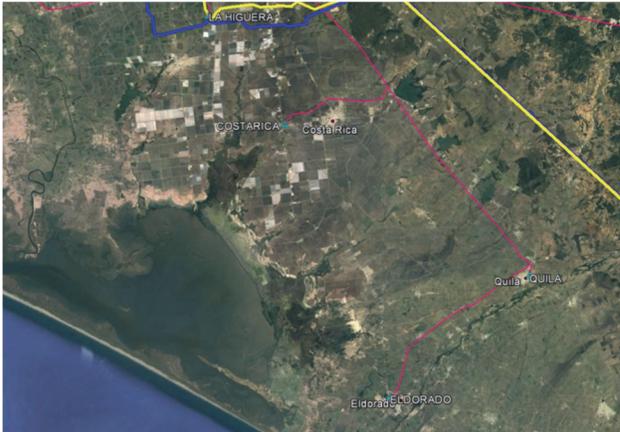
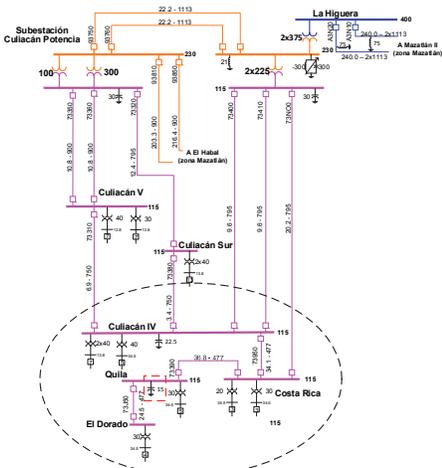
P17-NE1	Nueva Rosita Banco 2		
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La SE Nueva Rosita Cuenta con un banco de transformación 230/115 kV de 112 MVA y otro de 230/34.5 kV de 100 MVA, que representan las principales fuentes de suministro de energía eléctrica de la zona siendo estos dos bancos los únicos soportes de potencia reactiva para controlar el voltaje de la zona. Para atender la falla que presentó el banco 230/34.5 kV se tiene instalado un sistema de enfriamiento. Sin embargo, se corre el riesgo de fatiga y degradación al aislamiento del transformador reduciendo su vida útil. Así mismo riesgo de disparo por sobrecarga y afectación de la carga que suministre, que actualmente son más de 100 MVA.</p>		<p>Se espera que para el año 2023 en demanda máxima de verano, el transformador 230/115 kV de 112 MVA de capacidad de la SE Nueva Rosita alcance valores de carga de alrededor de 100% de su capacidad en condición normal de operación. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en la zona Sabinas.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de un segundo banco de transformación 230/115 kV, de 112 MVA de capacidad en la subestación Nueva Rosita.</p>		<p>Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona, se revisó una opción alterna que consiste en sustituir el banco de 100 MVA por uno de 225 MVA en la misma subestación Nueva Rosita.</p>	
<p>Obra</p>	<p>MVA</p>	<p>Relac.</p>	
<p>Transformación</p>	<p>112</p>	<p>230/115</p>	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>15.02</p> <p>2326.3</p> <p>98.6 %</p>	
<p>Fecha Factible de Entrada en Operación</p>		<p>Abril de 2023</p>	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

P17-NE2		Las Mesas Banco 1				
Situación actual		Problemática a resolver				
<p>La zona Huejutla cuenta con dos líneas de transmisión de 115 kV que dan suministro a seis subestaciones de distribución las cuales alimentan diversas cargas (comerciales y residenciales). El voltaje en esta zona al tener poca conectividad y contar con largas distancias entre los dos puntos de suministro, es sensible a las variaciones abruptas de flujos de potencia. Esto ocasiona que las líneas se comporten como un capacitor y contribuyan con una cantidad considerable de potencia reactiva al sistema, lo que a su vez ocasiona un incremento del voltaje en diversos puntos de la red.</p>		<p>Se tiene previsto que el crecimiento de la demanda en la zona Huejutla haga necesario ejecutar obras en el área de influencia para ayudar a evitar bajos voltajes de operación en estado normal y aumentar la confiabilidad de la zona por contingencias sencillas. Para el año 2027 y con red completa se alcanzaría la demanda de saturación de la zona con red completa, presentándose bajos voltajes en la mayoría de las subestaciones, afectando la calidad del suministro por la reducción de la capacidad para satisfacer las cargas actuales y nuevas solicitudes de carga en la zona Huejutla.</p>				
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)				
<p>Construcción de aproximadamente 50 km-c de línea de transmisión en 115 kV, en calibre 795 ACSR para la línea Las Mesas - Huejutla II. Instalación de un nuevo banco de transformación de 75 MVA y relación de transformación 400/115 kV. Instalación de un banco de capacitores en el nivel de 115 kV de 15 MVar de capacidad en la subestación Axtla.</p>		<p>Traslado e instalación de un banco de transformación de 100 MVA previamente instalado en la subestación Guémez, actualmente fuera de servicio; la construcción de las líneas entre Las Mesas y la zona Huejutla, el entronque hacia la línea que conecta las subestaciones Axtla y Tamazunchale, y el tendido del segundo circuito aprovechando la infraestructura existente entre las subestaciones Tamós y Tempoal II, de aproximadamente 122 km, de igual manera se incluyó la compensación de 15 MVar en la subestación Axtla</p>				
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	MVA	Relac.
Transmisión	62	115	1,2			
Transformación				300		400/115
Compensación		115			15	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto				
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>2.91</p> <p>1930.6</p> <p>23.7 %</p>			
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2022				
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar				

P18-NE4		Traslado de Reactores en el Noreste	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>En la subestación Río Escondido se tienen cuatro unidades de generación de 340 MVA cada una, cuatro bancos de transformación (dos de ellos de relación 400/230 kV de 300 MVA y dos de 230/138 kV de 100 MVA). Adicionalmente se cuenta con un reactor de línea de 75 MVar. Por su parte, la SE Frontera cuenta con cuatro bancos de transformación (dos de 400/230 kV de 300 MVA y dos de 230/115 kV de 100 MVA); así mismo cuenta con dos reactores de línea de 70 MVar cada uno.</p>		<p>Se propone el traslado del reactor de Villa de García a Río Escondido, así como del reactor de Güémez a Frontera. Los cuales compensarán el aporte de reactivos provenientes la línea Hércules Potencia -Río Escondido y las demás líneas en la zona.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Traslado de dos reactores, uno de 75 MVar de la subestación eléctrica Villa de García a Río Escondido y el otro, de 50 MVar, de Güémez a Frontera.</p>		<p>Como segunda alternativa de reubicación para los reactores de las subestaciones eléctricas Villa de García y Güémez, se consideró la instalación de estos mismos reactores, pero en Carbón II y Lajas. Sin embargo, para el incremento de voltaje causado por el aporte de reactivos procedentes de la línea Hércules Potencia - Río Escondido, se consigue una mayor atenuación al instalarse directamente en Río Escondido y Frontera.</p>	
Obra	KV	MVar	
Compensación	400	125	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	B/C	1.14	
Fecha Factible de Entrada en Operación	Marzo de 2019		
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P18-NE8		Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El suministro de energía eléctrica en los municipios de Jiménez y San Fernando en el estado de Tamaulipas, se realiza por medio de tres subestaciones eléctricas que alimentan las zonas urbanas y rurales de estos municipios, el suministro se realiza en el nivel de tensión de 115 kV desde la subestación Güémez, por medio de una línea de transmisión radial. El voltaje en estas subestaciones, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta, es altamente sensible a los cambios de carga.</p>		<p>La infraestructura actual con las que se suministran las subestaciones Jiménez, Las Norias y San Fernando comprende 163.7 km de línea de transmisión radial donde se conectan estas tres subestaciones en diferentes puntos a lo largo de la línea. Actualmente no se cuenta con ningún elemento de control de voltaje o compensación reactiva en la zona, lo que ocasiona que, al tener altas demandas en el alimentador radial, el voltaje se vaya degradando y las tres subestaciones operen con bajo voltaje, esta situación afecta la calidad del suministro y aumenta las pérdidas eléctricas al suministrar la potencia reactiva de la carga desde el punto de conexión en Güémez.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de tres bancos de capacitores de 5 MVar de capacidad cada uno en las subestaciones Jiménez, Las Norias y San Fernando.</p>		<p>Debido a que la solución técnica corresponde al soporte de voltaje en la zona, así como el incremento en la capacidad de suministro; se contemplaron diferentes capacidades de compensación, así como diferentes ubicaciones. También se revisó la posibilidad de una segunda línea de transmisión que conectara las subestaciones involucradas.</p>	
Obra	kV	MVar	
Compensación	115	15	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	B/C	3.06	
	VPN	356.4	
	TIR	25.1 %	
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2020	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

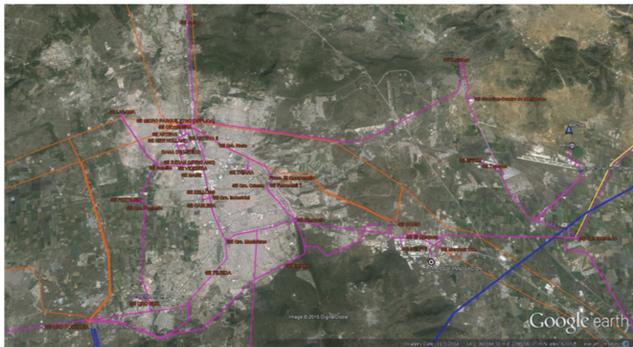
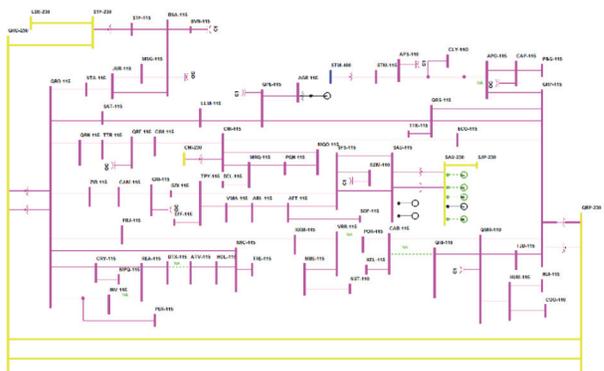
I16-NE3		Red de Transmisión Reynosa - Monterrey																																					
Situación actual		Problemática a resolver																																					
<p>La situación actual de la zona Frontera es favorable por capacidad de suministro. En cuanto a generación y transformación se refiere, se tiene suficiencia para la atención de la demandad actual y se tiene cubierto el pronóstico de la demanda hacia el mediano plazo. La zona Frontera es una región exportadora de energía y conforme se instalen más centrales eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo 2015 y 2016 y adquieran prelación proyectos de generación que soliciten su interconexión, esta tendencia seguirá en aumento. De tal manera que conforme se desarrollen los proyectos de generación será necesario el refuerzo de transmisión en el corredor Reynosa -Monterrey.</p>		<p>De acuerdo con la estadística, se presentan flujos por el corredor Frontera - Monterrey por arriba de 1,500 MW en cualquier época del año. El límite actual del enlace Frontera – Monterrey es de 1,980 MW, que se transmiten por tres líneas de transmisión de 400 kV y una línea de transmisión de 230 kV. En condiciones normales de operación, el máximo flujo de envío hacia Monterrey que se ha presentado de 1,800 MW, lo que dejaría un margen de 180 MW para un despacho mayor de las unidades de las centrales eléctricas existentes o bien para incorporar generación adicional en la zona Frontera.</p>																																					
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)																																					
<p>Construcción de una nueva subestación eléctrica (Jacalitos) la cual interconectará en 400 kV las redes de Monterrey y Reynosa mediante las líneas: i) Jacalitos - Regiomontano en 400 kV, Jacalitos - Aeropuerto en 400 kV, Jacalitos - Reynosa Maniobras en 400 kV. Instalación de reactores en 400 kV, uno de 50 MVAR y otro de 100 MVAR, el primero para la línea Jacalitos - Regiomontano y el segundo para el bus de la subestación eléctrica Jacalitos (ambos consideran con fase de reserva).</p>		<p>Otro punto de recepción del refuerzo de transmisión que se propone hacia afuera de la zona Frontera. Para este caso se consideró Ramos Arizpe Potencia como el punto de recepción de la línea proveniente de Jacalitos, con la finalidad de transmitir los excedentes de generación de la Frontera sin pasar por la zona Monterrey y llevarlos directamente a la zona Saltillo, donde se tienen enlaces con las Gerencias de Control Regional Norte y Occidental. Los refuerzos internos que se requieren para la zona Reynosa son los mismos que se proponen en la opción 1 (red hacia Regiomontano) ya que la necesidad de interconectar con la subestación Aeropuerto es imperante en ambas opciones, para poder aprovechar los enlaces que emanan de la zona Frontera.</p>																																					
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Obra</th> <th style="text-align: center;">km-c</th> <th style="text-align: center;">kV</th> <th style="text-align: center;">Circuitos</th> <th style="text-align: center;">MVAr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Transmisión</td> <td style="text-align: center;">305</td> <td style="text-align: center;">400</td> <td style="text-align: center;">2</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Compensación</td> <td></td> <td style="text-align: center;">400</td> <td></td> <td style="text-align: center;">200</td> </tr> </tbody> </table>		Obra	km-c	kV	Circuitos	MVAr	Transmisión	305	400	2		Compensación		400		200																							
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVAr																																			
Transmisión	305	400	2																																				
Compensación		400		200																																			
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto																																					
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>La adición de 305 km en cuatro líneas para reforzar la red eléctrica de las zonas Reynosa y Monterrey, permite garantizar que la capacidad de transmisión de energía eléctrica entre la zona Frontera y Monterrey sea suficiente para incorporar los proyectos de generación que se pretenden instalar en esta región; que cuente con la confiabilidad, flexibilidad y economía requerida de acuerdo con los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas.</p>																																					
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2023																																					
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar																																					
		 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>#</th> <th>Participante</th> <th>MW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Parque Eólico Reynosa III</td><td>451.0</td></tr> <tr><td>2</td><td>Parque Eólico Cortijo</td><td>166.0</td></tr> <tr><td>3</td><td>Parque Eólico Jirón</td><td>99.0</td></tr> <tr><td>4</td><td>Parque Eólico Bolson</td><td>208.0</td></tr> <tr><td>5</td><td>Parque Eólico Fenciel</td><td>100.0</td></tr> <tr><td>6</td><td>Parque Eólico Molinos</td><td>170.0</td></tr> <tr><td>7</td><td>Parque Eólico Santa Cruz</td><td>130.0</td></tr> <tr><td>8</td><td>Parque Eólico Nueva León</td><td>132.6</td></tr> <tr><td>9</td><td>Parque Eólico Tampas</td><td>84.0</td></tr> <tr><td>10</td><td>Parque Eólico Dular</td><td>112.0</td></tr> <tr><td>11</td><td>Monterrey</td><td>456.3</td></tr> </tbody> </table>		#	Participante	MW	1	Parque Eólico Reynosa III	451.0	2	Parque Eólico Cortijo	166.0	3	Parque Eólico Jirón	99.0	4	Parque Eólico Bolson	208.0	5	Parque Eólico Fenciel	100.0	6	Parque Eólico Molinos	170.0	7	Parque Eólico Santa Cruz	130.0	8	Parque Eólico Nueva León	132.6	9	Parque Eólico Tampas	84.0	10	Parque Eólico Dular	112.0	11	Monterrey	456.3
#	Participante	MW																																					
1	Parque Eólico Reynosa III	451.0																																					
2	Parque Eólico Cortijo	166.0																																					
3	Parque Eólico Jirón	99.0																																					
4	Parque Eólico Bolson	208.0																																					
5	Parque Eólico Fenciel	100.0																																					
6	Parque Eólico Molinos	170.0																																					
7	Parque Eólico Santa Cruz	130.0																																					
8	Parque Eólico Nueva León	132.6																																					
9	Parque Eólico Tampas	84.0																																					
10	Parque Eólico Dular	112.0																																					
11	Monterrey	456.3																																					

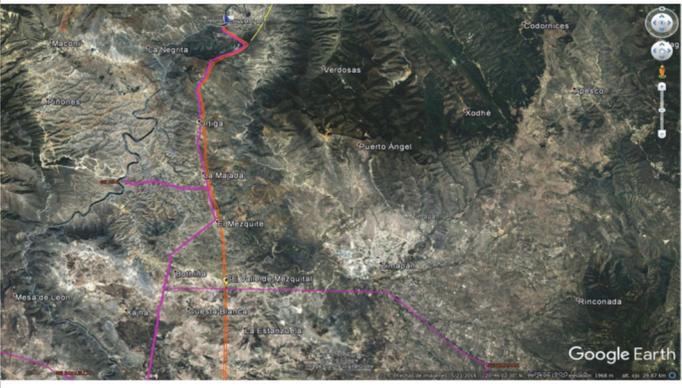
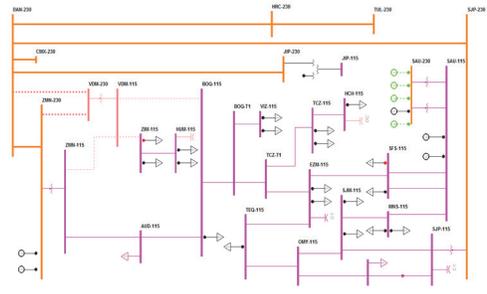
P18-NO1		Quila MVar (Traslado)							
Situación actual		Problemática a resolver							
<p>El suministro de energía eléctrica en Sinaloa y poblaciones aledañas se realiza por medio de las subestaciones La Higuera con 2 autotransformadores de 225 MVA de relación 230/115 kV, Subestación Culiacán Potencia con un autotransformador de 300 MVA y uno de 100 MVA de relación 230/115 kV, la subestación eléctrica Culiacán Tres con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y de relación 230/115 kV y la subestación eléctrica Guamúchil Dos con dos autotransformadores de 100 MVA cada uno y de relación 230/115 kV. La condición actual en la zona de influencia es preocupante, ya que el disparo de cualquier línea desde la subestación Culiacán Cuatro hasta la subestación El Dorado, implica pérdida de carga, además, se presentan voltajes por debajo de los límites operativos establecidos, incluso en condiciones de estado estable.</p>		<p>Actualmente, las subestaciones El Dorado y Quila, presentan problemáticas de regulación de voltaje, y en el corto plazo está problemática se agrava por el aumento de la demanda de la zona, presentándose voltajes por debajo de los límites operativos establecidos, incluso en condiciones de estado estable. Se requiere reforzar localmente el suministro de compensación reactiva capacitiva en la subestación Quila, que es el punto operativo donde se observa la mejor regulación de voltaje al incluir compensación reactiva</p>							
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)							
<p>Construcción de una bahía para la instalación de un equipo de compensación capacitiva en la subestación Quila en el nivel de 115 kV.</p>		<p>Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en compensación de potencia reactiva capacitiva en la zona de influencia, se revisó una opción alterna que considera la conexión en la subestación Quila de un banco de capacitores nuevo de 15 MVar.</p>							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Obra</th> <th>kV</th> <th>MVar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Compensación</td> <td>115</td> <td>15</td> </tr> </tbody> </table>	Obra	kV	MVar	Compensación	115	15			
Obra	kV	MVar							
Compensación	115	15							
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto							
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>B/C</th> <th>6.1</th> </tr> <tr> <th>VPN</th> <th>62.6</th> </tr> <tr> <th>TIR</th> <th>124.2 %</th> </tr> </thead> </table>	B/C	6.1	VPN	62.6	TIR	124.2 %	<p>Con la entrada en operación del proyecto, se estará en posibilidad de suministrar el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un suministro de energía que incremente el desarrollo económico obteniendo beneficios para la población.</p>	
B/C	6.1								
VPN	62.6								
TIR	124.2 %								
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2020							
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar							
									

P15-NT1		Chihuahua Norte Bco.5	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La red eléctrica de la zona Chihuahua es alimentada desde 230 kV por seis transformadores dos de 100 MVA en Chihuahua Norte, dos de 100 MVA en Ávalos y dos de 300 MVA, uno de ellos en División de Norte y el otro en Chuvíscar. Para verano de 2018 se pretende instalar un banco trifásico de 45 MVA 230/23.9 kV, con lo cual se evitará la transformación en cascada 230/115/23 kV, descargando la transformación 230/115 kV que se está viendo afectada por la falta de infraestructura. Adicionalmente, con la próxima entrada en operación de la central Norte III, se tendría un incremento considerable en la carga de los autotransformadores de Chihuahua Norte debido a que es el punto dónde se reciben los excedentes de generación de la zona Juárez.</p>		<p>Se presentarían valores de carga superiores al 100% de su capacidad nominal en los autotransformadores de 230/115 kV de 100 MVA de capacidad en la subestación Chihuahua Norte. Se estima que para el año 2020 se tendrán 5,241 MWh de energía no suministrada acumulada en la región. Esta situación se vuelve aún más crítica si no se llegara a cumplir la fecha de entrada del proyecto en el verano de 2021 ya que la energía no suministrada ascendería a 22,625 MWh.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de un nuevo banco de transformación 230/115 kV, de 300 MVA de capacidad en la subestación eléctrica Chihuahua Norte. Debido a que la instalación de este nuevo banco de transformación dejaría dos transformadores disponibles, el proyecto incluye el traslado de uno de ellos hacia la subestación Ávalos, quedando uno más disponible.</p>		<p>Construcción, en la actual subestación Chihuahua Planta, de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA (con fase de reserva), esta subestación se conectaría en 230 kV mediante un circuito en 230 kV desde la subestación Chihuahua Norte de 11 km aproximadamente.</p>	
Obra	MVA	Relac.	
Transformación	500	230/115	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		B/C	1.5
		VPN	217.1
		TIR	14.4 %
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
<p>SUSTITUCIÓN DE CUN-ATB Y CUN-AT 88 DE 100 MVA POR UN AT DE 300 MVA 230/115 kV</p> <p>TRASLADO DE UN AUTOTRANSFORMADOR DISPONIBLE DE LA SE CHIHUAHUA NORTE (CUN) A LA SE AVALOS (AVL)</p>		<p>Diagrama unifilar que muestra la configuración de líneas de transmisión y subestaciones en 230 kV y 115 kV, incluyendo Chihuahua Norte (CUN), Ávalos (AVL) y Chihuahua Planta (CUP).</p>	

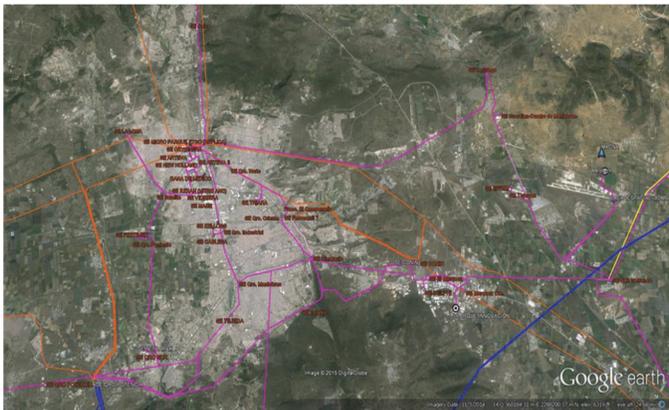
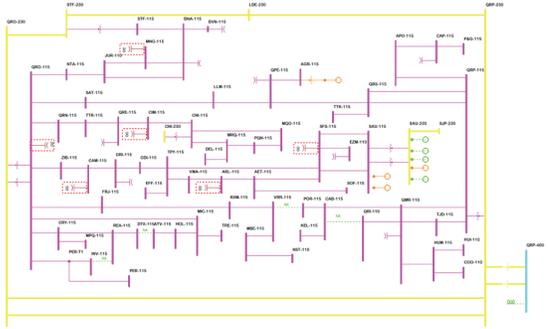
P17-NT2		Nuevo Casas Grandes Bco. 3	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La red perteneciente a las zonas de distribución Casas Grandes y Moctezuma está conformada por dos subestaciones principales en 230 kV: Nuevo Casas Grandes y Moctezuma, que alimentan en su mayoría cargas comerciales y residenciales no cuenta con centrales de generación y su topología es radial, lo que complica la operación del sistema ante ciertas contingencias sencillas de pérdida de líneas de transmisión o de elementos de transformación. Este proyecto de adición de transformación es la segunda etapa de la expansión de la red de la zona Casas Grandes, la primera fase se atiende con el proyecto Ascensión II Banco 2 (P17-NT1) con fecha de entrada en operación factible para marzo de 2019</p>		<p>Se espera que para el presente año los autotransformadores de Nuevo Casas Grandes presenten un flujo superior al 100% de su capacidad nominal, esta carga se presentaría aun considerando que el proyecto de transformación de Ascensión II pudiese estar para 2018. Las desviaciones del pronóstico que contemplen la entrada de solicitudes de carga extraordinarias quedarían sin posibilidad de suministro; de igual forma la regulación de voltaje de la zona por medio de cambiadores de derivación y los mantenimientos programados de la transformación de la subestación Nuevo Casas Grandes se verían comprometidos al no tener capacidad de reserva en la transformación. Adicionalmente, se estima que para el año 2020 se tendrán 14,082 MWh de energía no suministrada acumulada y si no se llegara a realizar el proyecto para el verano de 2021, este valor alcanzaría los 33,174 MWh.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Conexión de un nuevo autotransformador de 100 MVA en el nivel de tensión 230/115 kV en la subestación Nuevo Casas Grandes. Instalación de un banco de capacitores de 30 MVAR en el nivel de tensión de 115 kV en la subestación Nuevo Casas Grandes.</p>		<p>Instalación de transformación 230/115 kV en la subestación Janos, para lo cual se requeriría una línea de transmisión de aproximadamente 50 km en 230 kV para poder conectar con la subestación Nuevo Casas Grandes en 230 kV.</p>	
Obra	kV	MVA	MVAr
Transformación		100	30
Compensación	115		
Evaluación económica		Confiability del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C VPN TIR</p>	<p>8.62 2202 70.7 %</p>	<p>Con la ampliación de la transformación en la subestación Nuevo Casas Grandes se robustece la alimentación de la red de 115 kV de la zona Casas Grandes y Moctezuma ,con la construcción del capacitor en dicha subestación, se obtiene una mejora significativa en la regulación de voltaje en los puntos más alejados de las fuentes de suministro.La adición de estas obras ayuda también a descargar los bancos de transformación en la subestación Ascensión II y Moctezuma, aumenta la confiabilidad de la zona ante contingencias sencillas, dan flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área y aumentan el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P17-NT5		Francisco Villa Banco 3	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La SE Francisco Villa cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno que alimentan cargas de tipo industrial, comercial, mineras y residencial. En el corto plazo se prevé una carga cercana al 100% de su capacidad nominal en los dos bancos de 100 MVA de capacidad. Aunado a esto, con el aumento paulatino de la demanda de la región se dificultará el realizar mantenimientos en alguno de los dos bancos, que como consecuencia pudiera sobrecargar el otro autotransformador de la misma subestación.</p>		<p>Se espera que para el año 2022 en demanda máxima de verano, los transformadores 230/115 kV de 100 MVA alcancen valores de carga cercanos al 100% de su capacidad nominal en condición normal de operación. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, su capacidad de regulación de voltaje. Se estima que para el año 2023 se tendrían 1,022 MWh de energía no suministrada acumulada.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de un tercer banco de transformación 230/115 kV, de 100 MVA de capacidad en la subestación Francisco Villa.</p>		<p>Conexión en la actual subestación Lázaro Cárdenas de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA (con fase de reserva), esta subestación se conectaría en 230 kV mediante el entronque de la línea Francisco Villa – Ávalos de 5 km aproximadamente.</p>	
Obra	MVA	Relac.	
Transformación	100	230/115	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		B/C	3.86
		VPN	504.8
		TIR	22.4 %
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2023	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
<p>NUEVO BANCO DE TRANSFORMACIÓN 230/115 KV, 100 MVA DE CAPACIDAD EN SE FRANCISCO VILLA 73850</p>		<p>El diagrama unifilar muestra la red de transmisión de 230 kV (líneas amarillas) y 115 kV (líneas moradas). Incluye subestaciones como Francisco Villa (FVL), Lázaro Cárdenas (LCS), Meoqui (MOQ), Delicias (DEL), y otras. Se detallan líneas de transmisión como A Camargo Dos (CGD), A Mesteñías (MES), A Avalos (AVL), y A Encino Dos (END).</p>	

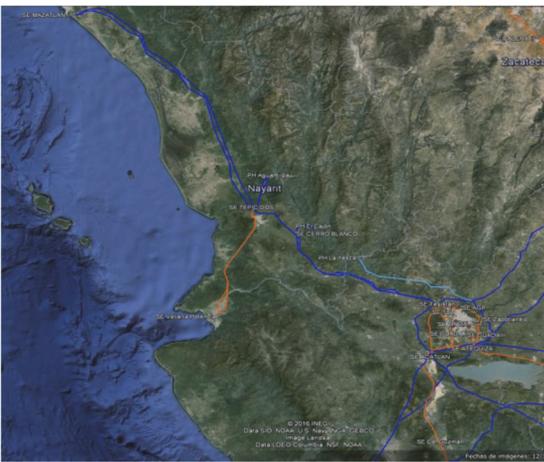
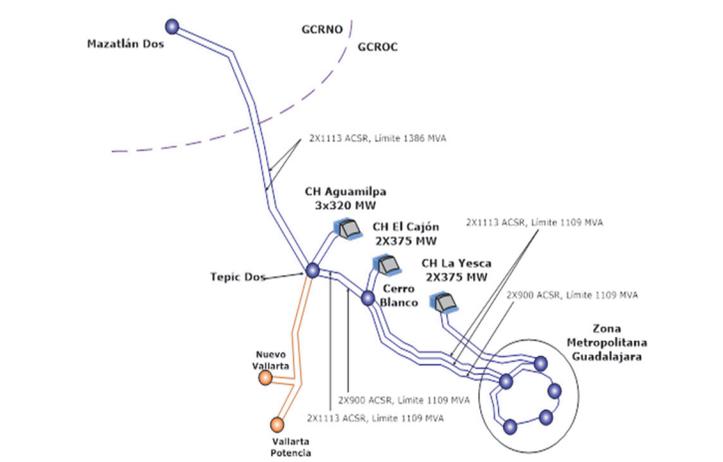
P17-OC10		Querétaro Potencia Banco 4							
Situación actual		Problemática a resolver							
<p>La subestación Querétaro Potencia es parte de la red interconectada del estado de Querétaro, cuenta con un banco de transformación 230/115 kV de 225 MVA para alimentar carga industrial, comercial y residencial del sur de la ciudad de Querétaro. En los últimos años la región se ha convertido en un importante corredor industrial, con un constante crecimiento, derivado de las solicitudes de carga recibidas para instalarse en los próximos años. Se destaca que como parte de las condiciones para su entrada en operación de estas nuevas subestaciones eléctricas o ampliaciones de las existentes, se han solicitado la instalación de esquemas de corte de carga para proteger al sistema.</p>		<p>Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2020 en la demanda máxima coincidente de la Zona Querétaro, el autotransformador 230/115 kV de 225 MVA de capacidad de la subestación Querétaro Potencia alcance valores de carga del 105.1% de su capacidad nominal, incrementando su condición de saturación a 114.1% para el año 2021. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para nuevas solicitudes de carga y limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona y confiabilidad de la red eléctrica.</p>							
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)							
<p>Instalación de un banco de transformación nuevo 230/115 kV de 225 MVA en la subestación eléctrica Querétaro Potencia.</p>		<p>Instalación de un banco de transformación de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en una nueva subestación eléctrica llamada Querétaro II, para ello se requerirá del entronque de las líneas Querétaro I - Querétaro Potencia de 4.8 km en un doble circuito calibre 1113 ACSR, así como de la línea Querétaro Maniobras -Querétaro Industrial de 2 km doble circuito calibre 795 ACSR, además de la construcción de una línea de transmisión en 115 kV de 3.5 km calibre 795 ACSR entre la nueva subestación Querétaro II y Querétaro Poniente.</p>							
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="154 850 365 877">Obra</th> <th data-bbox="365 850 574 877">MVA</th> <th data-bbox="574 850 829 877">Relac.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="154 877 365 909">Transformación</td> <td data-bbox="365 877 574 909">225</td> <td data-bbox="574 877 829 909">230/115</td> </tr> </tbody> </table>	Obra	MVA	Relac.	Transformación	225	230/115		Confianza del Proyecto	
Obra	MVA	Relac.							
Transformación	225	230/115							
Evaluación económica		Confianza del Proyecto							
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="574 980 698 1060">B/C</th> <td data-bbox="698 980 829 1060">20.08</td> </tr> <tr> <th data-bbox="574 1060 698 1096">VPN</th> <td data-bbox="698 1060 829 1096">8859.7</td> </tr> <tr> <th data-bbox="574 1096 698 1134">TIR</th> <td data-bbox="698 1096 829 1134">59.9 %</td> </tr> </thead></table>	B/C	20.08	VPN	8859.7	TIR	59.9 %	<p>Con la ampliación de la transformación en la subestación Querétaro Potencia, se robustece la alimentación hacia la red de 115 kV en la Zona Querétaro, incrementando la capacidad de suministro directamente desde la red de 230 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y se evitará la saturación de los transformadores aledaños actualmente instalados. La adición de estas obras ayuda también a descargar los bancos de transformación 230/115 kV de las subestaciones Conín y Querétaro I, aumentando la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, dando flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área además de aumentar el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.</p>	
B/C	20.08								
VPN	8859.7								
TIR	59.9 %								
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2022							
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar							
									

P17-OC5		Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)				
Situación actual		Problemática a resolver				
<p>La red eléctrica de 115 kV de la zona San Juan del Río es alimentada principalmente por los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Central Hidroeléctrica (C.H.) Zimapán, El Sauz y San Juan Potencia. Actualmente, la red de la zona de interés del proyecto se opera segmentada, una parte se alimenta por el transformador de la C.H. Zimapán y otra por los transformadores de El Sauz y San Juan Potencia, esto se debe a que hay sobrecarga en el transformador de C.H. Zimapán 230/115 kV lo cual se presenta cuando se tienen despachos altos de generación en la C.H. Zimapán o bien ante una disminución en la generación en 115 kV de la central termoeléctrica El Sauz.</p>		<p>Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda, que a partir del año 2020 se presenten bajos perfil de voltaje en las subestaciones de la zona San Juan del Río, el transformador de 100 MVA 230/115 kV de la subestación C.H. Adicionalmente, se ha tenido registro de tiempos prolongados de indisponibilidad por falla (7 eventos en 2016 con un tiempo total de indisponibilidad de 22 hrs) y mantenimiento en el banco de la subestación C.H. Zimapán (alrededor de 60 días indisponible por revisión y reparaciones), lo cual ha derivado en cortes de carga y riesgos para el suministro de subestaciones eléctricas importantes.</p>				
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)				
<p>Traslado de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA proveniente de la SE Potrerillos. La adición de compensación reactiva en 115 kV para las subestaciones Humedades y Huichapan, con 15 MVar en cada una.</p>		<p>Instalar transformación 230/115 kV en la subestación Boquilla y la construcción de aproximadamente 10 km de líneas de transmisión en 230 kV para el entronque de la línea C.H. Zimapán – Dañu, más la construcción de un tramo de línea de 10 km en 115 kV para remover el Tap de Zimapán y, al igual que la opción de Valle de Mezquital, se requiere compensación reactiva en las subestaciones Humedades (15 MVar) y Huichapan (15 MVar).</p>				
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	MVA	Relac.
Transmisión	3.4	115 y 230	1 y 2			
Transformación				133.3		230/115
Compensación		115			30	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto				
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>11.5</p> <p>3888</p> <p>40.3 %</p>			
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021				
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar				
						

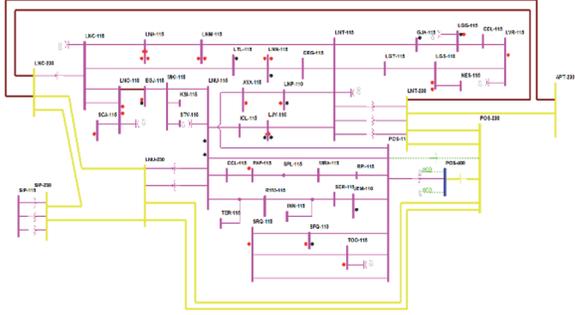
P17-OC7		Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La red eléctrica de 115 kV de la Zona Irapuato, específicamente la zona de Silao alimenta centros de carga industriales. El suministro de energía eléctrica de esta zona se realiza por medio de las líneas de transmisión provenientes de las subestaciones eléctricas Silao Potencia y Silao en 115 kV, así como de León IV. Debido al crecimiento y potencial industrial de la zona se presentan altos flujos de potencia por las líneas de transmisión que alimentan a esta región, dando como resultado que ante contingencia sencilla de alguna de estas líneas se presente sobrecarga en algunas de las líneas que alimentan, además de existir bajos voltajes en las subestaciones eléctricas. La situación actual ocasiona que exista una limitante en la apertura de equipo para mantenimiento lo que ocasiona que se incremente la posibilidad de falla en algún equipo de la red.</p>		<p>El gran desarrollo industrial de la zona Silao, propicia tener altos flujos de potencia a través de la red de 115 kV, lo que ocasiona que ante contingencia sencilla de alguna de las líneas que alimentan la zona, se tengan sobrecargas muy cercanas o por encima del límite térmico. En las líneas Silao-Silao Potencia (100%), Silao-Fresno (101%) y Silao Potencia-73D10-Santa Fe II (105%). Adicionalmente, ante contingencia sencilla también se presentan bajos voltajes operativos, llegando a valores de 0.89 pu lo que puede ocasionar afectaciones a los procesos automatizados de las industrias ubicadas en esta zona.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de una línea de transmisión en 115 kV de calibre 795 ACSR de aproximadamente 15.4 km, de la subestación Silao Potencia a la subestación Las Colinas.</p>		<p>Construcción de una línea de transmisión de la subestación eléctrica Silao a Las Colinas, de aproximadamente 13.2 km, en 115 kV. También se requiere la repotenciación de la línea Silao - Silao Potencia a un calibre 795 ACSR. Esta obra requeriría de dos alimentadores, uno en cada extremo de la línea.</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	15.4	115	2
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	B/C	3.5	
	VPN	338.4	
	TIR	34.2 %	
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2022	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P18-OC9		Compensación capacitiva en la zona Querétaro	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El Estado de Querétaro y parte de Guanajuato han tenido un alto crecimiento industrial, convirtiéndolo en un importante corredor industrial, por lo que ha tenido un incremento en la demanda pronosticada para los años 2018 a 2035, principalmente por desarrollos industriales, habitacionales y comerciales. El aumento del consumo de energía eléctrica va generando complicaciones para el suministro de cargas actuales y futuras por saturación de la red eléctrica que la alimenta.</p>		<p>Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de la zona Querétaro se presenten bajos voltajes en toda la zona, limitando la capacidad de regulación de voltaje de la red de 115 kV dentro del área de influencia y reduciendo la confiabilidad de la red eléctrica.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de los siguientes bancos de capacitores en 115 kV: Uno de 30 MVAR en la subestación eléctrica San Ildefonso. Uno de 30 MVAR en la subestación eléctrica Cimatario. Uno de 22.5 MVAR en la subestación eléctrica Montenegro (la cual entrará en operación en 2019). Uno de 22.5 MVAR en la subestación eléctrica Aeroespacial. Uno de 15 MVAR en la subestación eléctrica Campanario. Uno de 15 MVAR en la subestación eléctrica Querétaro.</p>		<p>Instalar nueve capacitores de la siguiente manera: 30 MVAR en la subestación eléctrica El Sauz, 30 MVAR en Aeroespacial, 30 MVAR en Querétaro Potencia, 22.5 MVAR en Cimatario, 22.5 MVAR en San Ildefonso, 15 MVAR en Campanario, 15 MVAR en Querétaro, 15 MVAR en Apaseo Oriente y 15 MVAR en Huimilpan Maniobras (cuya entrada en operación esta para 2019).</p>	
Obra	kV	MVAR	
Compensación	115	135	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C VPN TIR</p>	<p>2.94 58.7 28.1 %</p>	<p>Con la propuesta de compensación se logra mejorar el perfil de voltaje en la zona Querétaro, lo que permitirá soportar la contingencia sencilla (N-1) en la zona de interés y seguir alimentando a los usuarios con los requerimientos de calidad y confiabilidad del servicio mediante la red de 115 kV del estado de Querétaro. De esta forma se mejorará la confiabilidad de la red que abastecerá de energía eléctrica a los futuros desarrollos industriales, así como a las subestaciones actualmente instaladas. Por último, se disminuirán las pérdidas de la zona de influencia al evitar el alto flujo de reactivos por las líneas de transmisión provocando la operación las subestaciones con un nivel de voltaje por debajo del nominal.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

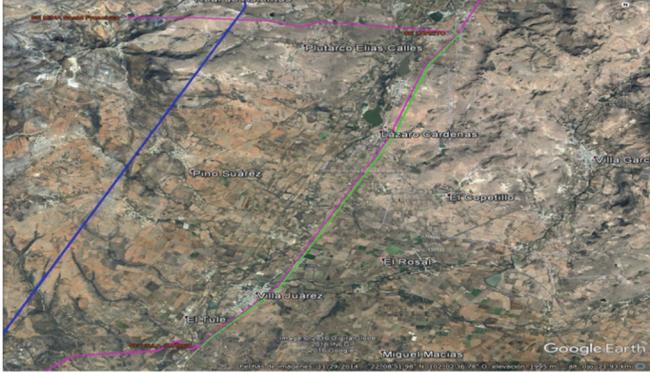
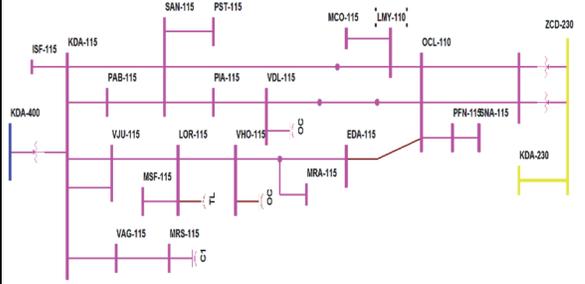
P18-OC1		San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La subestación San Luis Potosí cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA para alimentar carga industrial, comercial y residencial de San Luis Potosí. Últimamente, en la red de 115 kV de la zona se han recibido cerca de 75 MW por medio del Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC), de los cuales 45 MW ya cuentan con contrato (incluidos en la carga industrial del párrafo anterior) y 30 MW están en proceso de estudio. Es importante mencionar que a estas solicitudes se les condiciona la entrada en operación a la instalación de un esquema de corte de carga para evitar problemáticas de saturación de los elementos de transformación 230/115 kV.</p>		<p>Se espera, que para el año 2020 los autotransformadores 230/115 kV de la subestación eléctrica San Luis Potosí alcance valores de carga de 104.5% de su capacidad nominal (2x100 MVA). Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona y confiabilidad de la red eléctrica. La saturación de la zona San Luis Potosí no permite el crecimiento de la demanda. Respetando los límites de cargabilidad declarados por el transportista en los transformadores mencionados, se estima que la energía que no podría ser suministrada para 2019 sería de aproximadamente 294 MWh y en caso de no realizarse el proyecto para 2020, esta energía incrementaría a 538 MWh.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Traslado de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA (incluye su fase de reserva) proveniente de la subestación eléctrica Salamanca II a San Luis Potosí. El proyecto incluye la partición del bus de 115 kV de esta subestación eléctrica debido a que la impedancia del transformador no coincide con la de los bancos actualmente instalados.</p>		<p>Traslado de un banco de transformación de 100 MVA proveniente de la subestación Salamanca II con fase de reserva a la subestación San Luis Industrial, para ello se requerirá entronque de las líneas San Luis Potosí - Laguna de San Vicente, la construcción de 2 alimentadores en 230 kV y el cambio de los Transformadores de Corriente en ambas subestaciones de la línea de transmisión en 115 kV San Luis Potosí - La Pila.</p>	
Obra	MVA	Relac.	
Transformación	133.3	230/115	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		B/C	23.62
		VPN	2912.5
		TIR	59.5 %
Fecha Factible de Entrada en Operación	Abril de 2020		
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P18-OC2		Enlace Tepic II - Cerro Blanco							
Situación actual		Problemática a resolver							
<p>Dependiendo de los despachos de generación que se tenga en la (GCROC) y (GCRNO), así como de la demanda de las mismas, será la dirección del flujo por el enlace Tepic II - Cerro Blanco, se puede tener a la Gerencia Occidental como fuente de suministro para la Gerencia Noroeste y viceversa. Es importante considerar que la generación hidroeléctrica de las centrales pertenecientes a la GCROC: Aguamilpa (radial desde la subestación eléctrica Tepic II), El Cajón (radial desde Cerro Blanco) y La Yesca (radial desde la Ixtlahuacán), tienen un impacto directo en la energía que fluye por el corredor de interés. De esta forma se requiere que la cantidad de potencia eléctrica que fluye por los circuitos del enlace Tepic II -Cerro Blanco pueda ser incrementada sin tener complicación o problemáticas tanto en estado de red completa como ante contingencia sencilla.</p>		<p>Al contar con generación excedente en la GCRNO, se tiene un flujo de entrada en la subestación eléctrica Tepic II hacia la zona Guadalajara por la trayectoria en 400 kV Tepic II - Cerro Blanco - Tesist. , además se suma la generación de la central eléctrica Aguamilpa. Los dos circuitos que conforman el corredor Tepic II - Cerro Blanco están limitados a 1,109 MVA por equipo serie. La línea A3630 por Transformador de Corriente (TC) con relación de 1600/5 y la A3590 por Trampa de Onda (TO) con capacidad de 1600 Amperios. Dadas estas limitaciones, existe riesgo de posibles daños en la línea de transmisión y equipos serie asociados, disminuyendo su vida útil y comprometiendo la confiabilidad del sistema al tener la posibilidad de un segundo disparo, con una mayor afectación en el suministro de energía eléctrica.</p>							
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)							
<p>Reemplazo de TC en la línea Tepic II - Cerro Blanco (A3630) en ambos extremos y remplazo de la TO en la línea Tepic II - Cerro Blanco (A3590).</p>		<p>Recalibración a 2 conductores de 900 ACSC de alta temperatura para incrementar la capacidad de transmisión manteniendo las estructuras actuales de la línea, y el reemplazo de TC en la línea Tepic II - Cerro Blanco (A3630) en ambos extremos, así como el remplazo de la TO en la línea Tepic II - Cerro Blanco (A3590).</p>							
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto							
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<table border="1"> <tr> <td>B/C</td> <td>5.98</td> </tr> <tr> <td>VPN</td> <td>3946</td> </tr> <tr> <td>TIR</td> <td>39.92 %</td> </tr> </table>	B/C	5.98	VPN	3946	TIR	39.92 %	<p>Este proyecto permite incrementar la capacidad de transmisión del enlace Tepic II - Cerro Blanco, tanto en estado normal de operación como ante contingencia sencilla, aprovechando al máximo la capacidad de transmisión que soporta el conductor.</p>	
B/C	5.98								
VPN	3946								
TIR	39.92 %								
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2019							
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar							
									

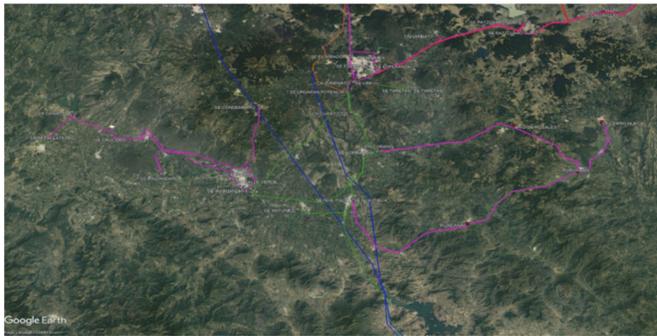
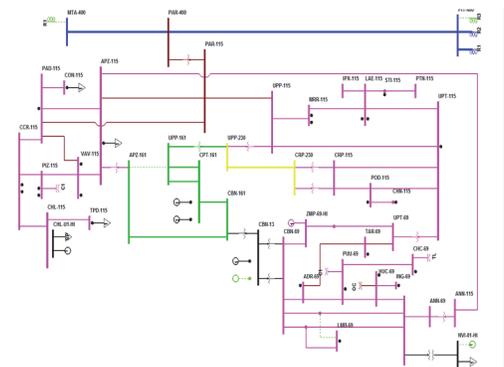
P18-OC3		Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La zona de influencia se alimenta principalmente por las subestaciones eléctricas Zacatecas II, que tiene dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno, Calera con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno y Fresnillo Potencia con un banco de transformación 230/115 kV de 225 MVA. Para el área de influencia se han presentado importantes solicitudes de carga por medio del Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC) como lo son: Minera Fresnillo (18 MW), Minera Juaniçipio (18 MW), Minera Saucito (incremento a 48 MW) y Proaño (incremento a 50 MW).</p>		<p>Debido al alto crecimiento y potencial industrial-minero de la Zonas Zacatecas y Fresnillo se tienen altos consumos de reactivos en la red, ocasionando voltajes por debajo de 0.95 pu en condición de red completa y aun condiciones más críticas ante contingencia sencilla.. Además, pudiera ser necesario que ante contingencia surja la necesidad de hacer cortes de carga para lograr mantener perfiles de voltaje aceptables lo que implicaría pérdidas tanto para la industria, así como para los usuarios domésticos de la zona.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de tres bancos de capacitores en subestaciones eléctricas de 115 kV: Un banco de 15 MVAR en San Jerónimo. Un banco de 15 MVAR en Fresnillo Sur. Ampliación del capacitor en Jerez de 7.5 MVAR a 15 MVAR.</p>		<p>Instalar 4 capacitores: Valparaíso 7.5 MVAR, Bañón de 7.5 MVAR y en la subestación Jerez la ampliación del capacitor existente de 7.5 MVAR por uno de 22.5 MVAR. De esta forma se tendría la posibilidad de operar los transformadores de potencia de las subestaciones Fresnillo Potencia Calera y Zacatecas II en su posición nominal de tap propiciando con esto el tener una mayor capacidad de regulación</p>	
Obra	kV	MVAR	
Compensación	115	45	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>2.07</p> <p>251.1</p> <p>21.1 %</p>	<p>El proyecto propuesto ayudará a mejorar el perfil de voltaje en las zonas Zacatecas y Fresnillo, lo que permitirá soportar la contingencia sencilla en la zona de interés y seguir alimentando a los usuarios con los requerimientos de calidad y confiabilidad del servicio mediante la red de 115 kV del estado de Zacatecas. De esta forma se mejorará la confiabilidad de la red que abastecerá de energía eléctrica a los futuros desarrollos industriales, así como a las subestaciones actualmente instaladas. Por último, se disminuirán las pérdidas de la zona de influencia al mejorar el perfil de voltaje de la zona y compensar el consumo de potencia reactiva por de la red eléctrica, con ello se podrán otorgar licencias a líneas de transmisión de la zona de influencia sin poner en riesgo la confiabilidad del suministro.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P18-OC5		León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La subestación León III es parte de la red interconectada del estado de Guanajuato, cuenta actualmente con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno y se espera la instalación de un tercer banco para finales de 2020 que ayuden al suministro de energía a cargas industriales, comerciales y residenciales de las ciudades de León y Lagos de Moreno. Durante los últimos dos años se han firmado una importante cantidad de contratos de generación renovable en las zonas Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas, que inciden en dichas zonas y además utilizan como vías de transporte de energía las líneas en 230 kV Aguascalientes Potencia - León III, aumentando el flujo por los transformadores de León III y reduciendo el flujo por la transformación en León IV y León I.</p>		<p>Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de la zona León, los autotransformadores 230/115 kV de 3x100 MVA de capacidad de la subestación León III alcancen valores de carga equivalentes al 105% de su capacidad nominal. Además, se restringiría el acceso a nuevas solicitudes de generación en las zonas San Luis Potosí, Zacatecas y Aguascalientes, así como solicitudes de carga en la zona León, o bien condicionar a los solicitantes a que realicen refuerzos mayores en la red para evitar la problemática, de igual forma la capacidad de regulación de voltaje de la zona se verá limitada al igual que el nivel de confiabilidad de la red eléctrica.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de una línea de transmisión de 25 km en 230 kV de doble circuito para entroncar la línea Aguascalientes Potencia - León III en la subestación eléctrica León IV. Con esta obra se formarían las líneas León IV - Aguascalientes Potencia y León IV - León III. Recalibración a calibre 795 ACSR de 3 km de la línea de transmisión El Granjeno - León Oriente. Además de la recalibración de puentes y bus en la subestación eléctrica El Granjeno a 795 ACSR. Adicionalmente, forman parte del proyecto la modernización de los equipos serie de las líneas en 115 kV Lagos - León III, Gran Jardín - Lagos Galera, León I - Kasai y Granjeno - Kasai, para alcanzar el límite térmico del conductor.</p>		<p>Instalación de un banco de transformación de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en una nueva subestación llamada Lagos de Moreno Potencia, para ello se requerirá el entronque de una de la línea de transmisión en 230 kV Aguascalientes Potencia - León III con un doble circuito de 1.0 km calibre 1113 ACSR y en 115 kV para el entronque de la línea La Virgen - Lagos Galera, con un doble circuito de 1 km 795 ACSR, además de la construcción de una línea de transmisión en 115 kV de 35 km calibre 795 ACSR entre la nueva subestación Lagos de Moreno Potencia a la subestación Tecuán de la zona Aguascalientes. Esta tercera línea tiene la función de acercar la generación en 115 kV de la zona Aguascalientes con la zona de carga de la ciudad de Lagos de Moreno y León.</p>	
Obra	km-c	kV	# circuitos
Transmisión	53	115 y 230	1 y 2
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>7.89</p> <p>6642.5</p> <p>46.5 %</p>	<p>Con las obras propuestas se consigue cerrar el anillo de la red de 230 kV que rodea la ciudad de León evitando la saturación de la transformación de León III a causa del flujo de energía proveniente de Aguascalientes Potencia. Además, se consigue balancear la energía que fluye de la red de 400 y 230 kV a la red de 115 kV por las distintas fuentes de transformación de la zona de interés. De esta manera se evita que la transformación de la subestación eléctrica León III sea un impedimento para la integración de generación renovable en la zona de Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación	Abril de 2022		
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

P18-OC8		Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El incremento en la demanda de la ZMG viene acompañado de un aumento en el consumo de potencia reactiva por lo que se espera que se presente un bajo perfil de voltaje en los cuatro sectores que conforman la ZMG, además de que ocasiona que los transformadores que alimentan la zona desde la red de 400 kV y 230 kV incrementen su flujo de corriente por efecto de los reactivos que circulan por sus devanados. Este incremento ocasiona que se tenga saturación en las fuentes de alimentación y que sea necesario incrementar la capacidad transformación en la ZMG. Previamente se tenía un proyecto de compensación por parte de la División de Distribución Jalisco, el cual incluía compensación capacitiva en subestaciones eléctricas en 69 kV de la ZMG: ampliación a 12.15 MVar en Penal, 18 MVar en Miravalle, 18 MVar en San Agustín, ampliación a 10 MVar y 24.3 MVar Castillo. Dicho proyecto no obtuvo recursos para su construcción derivado de los cambios en CFE Distribución.</p>		<p>De acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades se espera para el año 2021 que en la demanda máxima coincidente el perfil de voltaje disminuya en la ZMG, tanto en condición de red completa como ante contingencia sencilla, llegando a valores menores de 0.95 pu en la red de 69 kV, esto aún con toda la compensación capacitiva de la zona en servicio. De acuerdo con los estudios realizados, en total los autotransformadores que alimentan la red de 69 kV aportarían 368, 407 y 438 MVar en los años 2020, 2021 y 2022, respectivamente. Derivado de lo anterior se reduce la capacidad y calidad del suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para nuevas solicitudes de carga y limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona, lo cual puede ocasionar afectaciones en los procesos industriales, así como la confiabilidad de la red eléctrica.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación del siguiente grupo de bancos de capacitores: Tres de 24 MVar en las subestaciones eléctricas Zapopan, San Agustín y Álamos. Uno de 18 MVar en la subestación eléctrica Castillo. Traslado del banco de capacitores de 18 MVar de capacidad de la subestación eléctrica Tesistán a Mojonera para remplazo del capacitor existente de 8.1 MVar de capacidad, el cual se trasladaría a la subestación Chapala.</p>		<p>Construcción de dos bancos de capacitores de 24 MVar de capacidad, uno en la subestación Lomas (nueva subestación a cargo de la División de Distribución Jalisco para el año 2019) y otro en la subestación Mojonera, se incluye el traslado del capacitor actual de 8.1 MVar a la subestación Chapala. Construcción de un banco de capacitores de 18 MVar de capacidad en la subestación Castillo. Además, traslado del banco de capacitores de 18 MVar de capacidad de la subestación Tesistán a la subestación San Agustín, y ampliación a 24.3 MVar del banco de capacitores existente en la subestación Penal. Toda la compensación capacitiva se requiere en el nivel de tensión de 69 kV.</p>	
Obra	kV	MVar	
Compensación	69	116.1	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>3.26</p> <p>610.8</p> <p>28.2 %</p>	<p>Con la construcción de los bancos de compensación a lo largo de la Zona Metropolitana de Guadalajara, se robustece la alimentación de la red de 69 kV y 230 kV en la zona, ya que se libera capacidad de los bancos de transformación 400/230 kV y 400/230/69 kV permitiendo una mejor regulación en condiciones de red completa y ante contingencia, además de que se mejora el perfil de voltaje en la red de 69 kV. Dando como resultado el poder atender el crecimiento de la demanda de la zona.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P17-OC9		Loreto y Villa Hidalgo MVar	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>Las zonas Aguascalientes y Zacatecas tienen gran potencial económico debido a sus cargas industriales y mineras. La red eléctrica del área de influencia es alimentada principalmente por los transformadores de las subestaciones eléctricas Zacatecas II y Cañada. La transmisión de energía hacia el área de influencia se realiza a través de dos líneas de transmisión: Cañada - Villa Juárez, conformada por un doble circuito de aproximadamente 20 km en calibre 795 ACSR y de la línea Ojocaliente - Estancia de Animas de aproximadamente 28 km y calibre 336 ACSR.</p> <p>Sin embargo, las longitudes de línea y la topología de la red ocasionan problemas de estabilidad de voltaje en la zona ante contingencia sencilla, lo que limita el crecimiento de la carga y la libranza de equipos para mantenimiento.</p>		<p>La alta y constante demanda de las zonas Aguascalientes y Zacatecas ocasiona bajos voltajes operativos (alcanzando un mínimo de 0.81 pu). Estos bajos niveles de voltaje pueden provocar un mal funcionamiento en los procesos o dañar equipo sensible de las Minas Santa Francisca y Minera Real de Ángeles. Derivado de lo anterior, se ve en la necesidad de instalar compensación capacitiva en la zona para mejorar el perfil de voltaje y reconfigurar la red en 115 kV para aprovechar de mejor manera los bancos de capacitores ante contingencias y para obtener una mejor redistribución de los flujos de potencia a fin de reducir las pérdidas de transmisión.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de 3 km de línea de transmisión en calibre 795 ACSR Sustitución del banco de capacitores de 10 MVar por uno de 22.5 MVar de capacidad en la subestación eléctrica Villa Hidalgo y traslado del capacitor de 10 MVar que se sustituye hacia Loreto.</p>		<p>Construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 20 km en 115 kV en calibre 795 ACSR entre Loreto y Villa Juárez. Esta obra requeriría de dos alimentadores, uno en cada extremo de la línea</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	3	115	1
Compensación		115	32.5
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>2.7</p> <p>168.8</p> <p>24.1 %</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	
			

P16-OC3		Irapuato II Banco 3 (traslado)	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La subestación Irapuato II es parte de la red interconectada del estado de Guanajuato, cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno para alimentar carga industrial, comercial y residencial de la ciudad de Irapuato. En la zona se han recibido cerca de 100 MW en solicitudes de carga por medio de Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC). De los cuales el 50% ya cuentan con contrato firmado, se destaca que como parte de las condiciones para su entrada en operación se han solicitado la instalación de esquemas de corte de carga para proteger al sistema.</p>		<p>Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de la Zona Irapuato, los autotransformadores 230/115 kV de 100 MVA de capacidad de la subestación Irapuato II alcancen valores del 101.5% de su capacidad nominal. La saturación de la zona Irapuato no permite el crecimiento de la demanda, ya que al operar con sobrecarga en elementos de transformación se reduce su vida útil y se pierde confiabilidad en el sistema. Con la proyección del pronóstico de la demanda, se estima que la energía que no podrá ser suministrada en los años 2018, 2019 y 2020 sería de aproximadamente 187 MWh, y llegaría a 217 MWh en caso de que el proyecto no esté en servicio para el verano de 2021.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de un banco de transformación 230/115 kV de 100 MVA en la subestación Irapuato II. El banco sería un traslado del banco que se propone sustituir en la subestación Querétaro, como parte del proyecto instruido Querétaro Banco 1 (P15-OC1). Recalibración a 795 ACSR del doble circuito Irapuato I – Irapuato II (línea de transmisión aérea de 9 km de longitud).</p>		<p>Instalación de un banco de 225 MVA de capacidad nominal con fase de reserva en la subestación Irapuato I, para ello se requeriría del entronque de la línea Irapuato II – Silao Potencia en 230 kV (0.2 km en calibre 1113 ACSR) y dos alimentadores en 230 kV en Irapuato I para realizar la conexión del entronque.</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	18	115	2
Transformación			
			133.3
			230/115
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		B/C	64.3
		VPN	3914.6
		TIR	166.5 %
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2021	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P18-OC4		Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán				
Situación actual			Problemática a resolver			
<p>La red eléctrica de 69 kV y 115 kV de las zonas Uruapan y Apatzingán es alimentada principalmente por los transformadores de las subestaciones eléctricas Uruapan Potencia y Apatzingán, así como por la generación de las Centrales Hidroeléctricas Cobano, Cupatitzio y Chilatán. Sin embargo, las longitudes de la mayoría de las líneas superan los 25 km, las cuales interconectan las redes de 69 y 115 kV, ocasionando problemas de estabilidad de voltaje en la zona, además de limitar el crecimiento de la carga.</p>			<p>Se espera, de acuerdo con el pronóstico de la demanda y el despacho de unidades, que para el año 2021 en demanda máxima coincidente de las zonas Uruapan y Apatzingán, se presente un bajo perfil de voltaje cercano a 0.95 pu, con la compensación capacitiva y la capacidad de regulación existente en los transformadores de la zona utilizada al máximo. Adicionalmente, la zona es altamente dependiente del despacho de las Centrales Hidroeléctricas de la zona por lo que se dificulta su mantenimiento y en caso de indisponibilidad los problemas ya descritos se agravan. Por lo tanto, se reduce la capacidad del suministro eléctrico tanto para cargas actuales como para nuevas solicitudes de carga y limitando la capacidad de regulación de voltaje de la zona y confiabilidad de la red eléctrica.</p>			
Infraestructura propuesta			Alternativa(s)			
<p>Instalación de un banco de transformación con fase de reserva 400/115 kV de 225 MVA en una nueva subestación eléctrica, denominada Parácuaro. Construcción de un banco de capacitores de 8.1 MVar de capacidad en la subestación Huacana en 69 kV.</p>			<p>Instalación de un banco de transformación con fase de reserva 400/115 kV de 225 MVA en la subestación Uruapan Potencia, para ello se requerirá entronque de la línea Carapan Potencia - Lázaro Cárdenas Potencia (9 km de doble circuito calibre 2x1113 ACSR), además de la construcción de líneas de transmisión en 115 kV, una de 25 km calibre 477 ACSR entre la subestación Uruapan Potencia y Condembaro, una de 9 km calibre 477 ACSR entre Pradera y Valle Verde. De igual forma incluye líneas de transmisión en 69 kV, de 1 km calibre 477 ACSR entre Taretan y Uruapan III y de 30 km calibre 477 ACSR entre Taretan y Ario de Rosales. Contempla además la construcción de un banco de capacitores de 8.1 MVar de capacidad en Huacana.</p>			
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	MVA	Relac.
Transmisión	63	69, 115 y 400	1 y 2			
Transformación				300		400/115
Compensación		69			8.1	
Evaluación económica			Confiabilidad del Proyecto			
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>			<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>2.72</p> <p>2495.7</p> <p>19.5%</p>	<p>Con la ampliación de la transformación, transmisión y compensación de las zonas Uruapan y Apatzingán, se robustece la red de 115 kV y 69 kV, incrementando la capacidad de suministro directamente desde la red de 230 kV y 400 kV, con lo cual se podrá atender el crecimiento de la demanda de la zona y reducir las pérdidas de transmisión. La adición de estas obras aumenta la confiabilidad de la zona ante contingencia sencilla, dando flexibilidad para el mantenimiento de la infraestructura del área además de aumentar el potencial para atender el crecimiento de la demanda en el área.</p>	
Fecha Factible de Entrada en Operación				Abril de 2021		
Ubicación geográfica			Diagrama unifilar			
						

P17-PE2		Puerto Real Bancos 1 y 2			
Situación actual		Problemática a resolver			
<p>La Zona Ciudad del Carmen es alimentada por dos circuitos radiales en 115 kV que parten de la SE Escárcega Potencia, perteneciente a la Zona de Transmisión Campeche. Adicionalmente, en Ciudad del Carmen se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de esta zona con el objetivo de no violar la capacidad de transmisión de estos circuitos y, además, no saturar los bancos de transformación en la SE Escárcega Potencia 230/115 kV ante la contingencia sencilla más severa de red.</p>		<p>A partir de 2021, la infraestructura actual no sería capaz de suministrar la demanda máxima de la zona, en estado estable, debido a la saturación al 100 % de la capacidad de transformación de la Subestación Escárcega Potencia 230/115 kV y sobrecarga de 15 % ante contingencia de línea. Por tanto, ante esta situación operativa, se requerirá de la sincronización en al menos 1,200 horas de las unidades de la Central Eléctrica Carmen; las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Lo anterior, incrementa el costo total de producción de energía impactando al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a los usuarios finales.</p>			
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)			
<p>Construcción de aproximadamente 125.8 km-c de líneas de transmisión: 90.2 km-c en 230 kV, 35.6 km-c en 34.5 kV. Una nueva subestación con dos bancos de transformación con capacidad instalada total de 233.3 MVA y relación de transformación 230/115 kV y el traslado de un banco de transformación con capacidad de 6.25 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.</p>		<p>Construcción de dos circuitos de media tensión desde Puerto Real para suministrar la demanda de Palmar en contra de la instalación de un banco de transformación 230/34.5 kV 20 MVA para alimentar la carga de Palmar.</p>			
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	Relac
Transmisión	125.8	230 y 34.5	2		
Transformación				239.5	230/115
Evaluación económica		Confiability del Proyecto			
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C 3.41 VPN 1450 TIR 30.7 %</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la Zona de Distribución Carmen que atiende las islas de Carmen y Aguada tanto en estado estable como ante la contingencia sencilla de red</p>		
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2022			
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar			

P15-PE1		Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab				
Situación actual		Problemática a resolver				
<p>La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.</p>		<p>Para 2024, la infraestructura actual de transmisión hacia la isla, aún con la instalación de los bancos de capacitores propuestos para 2021, no será suficiente para cubrir la demanda máxima. Por tanto, se requerirá de la sincronización en al menos 200 horas de la generación Turbogás en Cozumel. Ante la contingencia sencilla de uno de los cables se tendría que activar el esquema de corte de carga durante las 8,784 horas del año en 2024.</p>				
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)				
<p>Construcción de 25 km-c de cable de potencia en 115 kV: 25 km-c de cable submarino/subterráneo y 2.5 km-c de cable subterráneo. Una nueva subestación con dos bancos de transformación con una capacidad de 60 MVA cada uno y relación de transformación 115/34.5 kV, considerando una impedancia de 10 % con base 60 MVA. Un banco de capacitores de 30 MVar con tensión de operación de 115 kV. El proyecto contempla los alimentadores adicionales para la conexión de las nuevas líneas y equipos en subestaciones.</p>		<p>La segunda alternativa plantea una compensación dinámica de 30 MVar (STATCOM), la cual tiene por ventaja la capacidad de regular los perfiles de tensión de las subestaciones eléctricas de la red de la Isla Cozumel, mediante la modificación del valor de tensión de referencia del equipo ante diferentes condiciones de demanda.</p>				
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	MVAR	Relac.
Transmisión	27.5	115	1			
Transformación				120		115/34.5
Compensación		115			30	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto				
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de la demanda de la isla Cozumel con una condición de red completa. Ante el disparo del futuro enlace de 115 kV hacia la isla Cozumel, se requerirá de un proyecto de red eléctrica inteligente; el cual permita suministrar la demanda de la isla durante el tiempo en el que se conecta la fase de reserva del cable de 115 kV en caso de que los cables actuales de 34.5 kV sean retirados en 2024.</p>				
Fecha Factible de Entrada en Operación		Marzo de 2024				
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar				

P15-OR1		Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>Debido a la topología existente en las zonas de carga Tapachula, San Cristóbal y el enlace México – Guatemala (Tapachula Potencia – Los Brillantes), ante contingencia sencilla de la línea Tapachula Potencia – Angostura en 400 kV, queda indisponible el banco de transformación en la subestación eléctrica Tapachula Potencia ocasionando colapso de voltaje en la zona de influencia. Aunado a lo anterior, ante el disparo de la línea mencionada la energía suministrada a Guatemala resulta interrumpida.</p>		<p>Actualmente, durante una condición de demanda media o alta en el estado de Chiapas y ante el disparo de la línea de transmisión Angostura-Tapachula en 400 kV, se presenta colapso de voltaje en la zona de carga Tapachula y parte de la zona de carga San Cristóbal con un monto afectado de hasta 214 MW en el año 2018 y para el año factible de entrada en operación será de 236 MW. Adicionalmente, con el disparo de la línea mencionada resultan afectados hasta 240 MW de suministro a la subestación de los Brillantes. La problemática existente radica en la alta tasa de falla en la línea de transmisión Angostura – Tapachula en red de 400 kV, que es la única fuente de suministro de energía para la región sureste del estado de Chiapas, por lo que se reduce la confiabilidad y calidad del suministro de energía en las zonas de carga Tapachula y parte de la zona de carga San Cristóbal.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Tendido de aproximadamente 193 km-c de línea aérea calibre 1113 MCM de la subestación Angostura hacia Tapachula Potencia en nivel de tensión de 400 kV. Instalación de tres reactores monofásicos de 25 MVAR cada uno. El proyecto contempla el equipamiento en las subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva línea de transmisión.</p>		<p>Construcción de la subestación Huixtla Dos Potencia incluyendo tres bancos monofásicos de 75 MVA con fase de reserva así como el tendido de aproximadamente 156 km de línea en 400 kV aprovechando el espacio disponible en las estructuras de transmisión de la trayectoria Angostura - Tapachula para entroncarse en doble circuito desde la subestación Angostura e incluyendo la instalación de cuatro reactores monofásicos de 25 MVAR cada uno.</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	193.5	400	2
Compensación		400	100
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>2.7</p> <p>58.2</p> <p>26.2 %</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro de energía para las zonas de carga Tapachula y San Cristóbal ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión en 400 kV entre las subestaciones Angostura y Tapachula Potencia.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Diciembre de 2023	
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P17-OR2		Tlaltizapán Potencia Banco 1			
Situación actual		Problemática a resolver			
<p>La demanda de energía eléctrica en el Estado de Morelos y parte del estado de Guerrero se realiza por medio de la SE Yauatepec Potencia de 400 kV que se encuentra conectada a la red Troncal. Para el 2021, se interconectará a esta SE el enlace de transmisión enCD Yauatepec Potencia – Ixtepec Potencia cuya función es el transporte de energía proveniente del Istmo de Tehuantepec debido al alto potencial de generación mediante parques eólicos de dicha zona. De esta manera con la entrada en servicio de los parques eólicos y el enlace de transmisión en CD, se esperan altas inyecciones de potencia en la SE Yauatepec Potencia, que provocará la saturación de los elementos primarios asociados a Yauatepec Potencia cuando alguno de ellos sale de servicio</p>		<p>Considerando la entrada en operación del enlace de CD en el 2021, se espera la saturación de bancos de transformación y líneas de transmisión en la red eléctrica de la zona de distribución Morelos ante contingencia sencilla de alguno de los elementos primarios asociados a la subestación Yauatepec Potencia. En consecuencia, esto provocará restricciones en la capacidad de transmisión del enlace de CD, evitando su máximo aprovechamiento. En condición de demanda máxima al año 2018 se tendrán afectaciones de carga en el Estado de Morelos y Guerrero por un total de 951 MW (340 MW en Zonas Cuautla y parte de Morelos) y para el año 2022 se afectarán 976 MW en Estados de Morelos y Guerrero (356 MW en Cuautla y parte de Morelos)</p>			
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)			
<p>Construcción de aproximadamente 74 km-c de líneas de transmisión. 33.5 km-c en 400 kV, 15 km-c en 230 kV y 25.5 km-c en 115 kV. Una nueva subestación con 500 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 400/115 kV.</p>		<p>Ubicar la nueva transformación en la subestación Jojutla, su alcance contempla la instalación de dos bancos de transformación con relación 400/230 kV y 400/115 kV, con capacidad de 500 MVA y 300 MVA respectivamente, así como red asociada en 400 kV, 230 kV y 115 kV.</p>			
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	Relac
Transmisión	74	115, 230, 400	1,2		
Transformación				500	400/115
Evaluación económica		Confiability del Proyecto			
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>3.5</p> <p>1860.5</p> <p>22.9 %</p>		
Fecha Factible de Entrada en Operación		Abril de 2022			
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar			

P18-OR1	Olmecca Banco 1				
Situación actual			Problemática a resolver		
<p>La Zona Operativa de Transmisión Veracruz está compuesta por las zonas de distribución Veracruz, Córdoba, Orizaba, Oaxaca, Huatulco, Xalapa y Papaloapan. La demanda se caracteriza por tener cargas de tipo industrial, comercial y agrícola, así como cargas residenciales asociadas a las zonas turísticas en el puerto de Veracruz y regiones del Estado de Oaxaca. El suministro de demanda de energía eléctrica en el Puerto de Veracruz depende de la Transformación 230/115 kV en las subestaciones Jardín y Veracruz II y de la generación de la Central de Ciclo Combinado (C.C.C.) . La C.C.C. Dos Bocas corresponde a generación catalogada como "must-run" debido a que sin esta generación se pueden presentar sobrecargas en los transformadores que abastecen esta zona.</p>			<p>Se espera la saturación de bancos de Transformación y Líneas de Transmisión en la red eléctrica de la Zona Operativa Veracruz ante contingencia sencilla de alguno de los elementos primarios asociados a esta zona de influencia. En consecuencia, no se logran despachos óptimos de generación ocasionando altos costos de energía eléctrica.</p>		
Infraestructura propuesta			Alternativa(s)		
<p>Construcción de aproximadamente 149 km-c de líneas de transmisión. 145 km-c en 400 kV, 4 km-c en 115 kV. Una nueva subestación con 500 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 400/115 kV. El proyecto contempla alimentadores adicionales para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.</p>			<p>Ubicar la nueva transformación en la subestación Dos Bocas y Manlio Fabio Altamirano, su alcance contempla la instalación de dos bancos de transformación, uno con relación 400/230 kV y otro de 230/115 kV, con capacidad de 375 MVA y 300 MVA respectivamente, así como red asociada en 400 kV y 115 kV. Adicionalmente una Línea de transmisión de 105 km, en 400 kV, de las subestaciones eléctricas Manlio Fabio Altamirano a Temascal III.</p>		
Obra	km-c	kV	Circuitos	MVA	Relac.
Transmisión	149	400 y 115	2		
Transformación				500	400/115
Evaluación económica			Confiabilidad del Proyecto		
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>			<p>B/C VPN TIR</p>	<p>4.8 350.1 49.09 %</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto se reducirán las afectaciones del suministro de energía, evitando desconexión de carga en la Zona Operativa Veracruz que atiende el Puerto de Veracruz y poblaciones aledañas, así como parte del estado de Oaxaca, debido a la salida de servicio de algún elemento de Transmisión o Transformación. Adicionalmente, se garantizará el suministro de energía ante contingencias y se dará oportunidad al mantenimiento programado de los elementos del Sistema Eléctrico.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación			Abril de 2022		
Ubicación geográfica			Diagrama unifilar		

P18-OR2		Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El circuito Zocac – La Malinche (93110) en 230 kV cuenta con trayectorias similares en red de 115 kV, esta configuración de red provoca que ante contingencia sencilla del circuito Zocac-La Malinche en 230 kV la red de 115 kV asociada funcione como corredor de transmisión. Se espera que tanto el crecimiento en la demanda como la incorporación de energías renovables en la red asociada, provocará la saturación de los dos autotransformadores en la subestación Zocac y la inversión en el flujo del autotransformador de la subestación La Malinche ante contingencia sencilla.</p>		<p>Para el año 2020 considerando en servicio proyectos de generación de energías renovables, en caso de contingencia sencilla del circuito Zocac - La Malinche en 230 kV, se presentan sobrecargas en los autotransformadores de la subestación eléctrica Zocac 230/115 kV, el monto de sobrecarga es de alrededor del 11% en cada autotransformador, y además se produce una inversión en el sentido de flujo de potencia del autotransformador de la subestación La Malinche con flujo del nivel de tensión de 115 kV hacia 230 kV, el monto de corte de carga esperado en 2020 es de 421 MW y para el año factible de entrada en operación será de 430 MW.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de aproximadamente 14 km-c de línea de transmisión en 230 kV. Consiste en la construcción de una línea de transmisión de torre de acero de doble circuito, tendido del primer circuito, desde La Malinche hasta un punto cercano a Zocac, se desconecta la línea de transmisión Zocac – Altzayanca Maniobras (93120) de la subestación eléctrica Zocac para conectar la nueva línea, como resultado se tendrá la línea La Malinche – Altzayanca Maniobras. El proyecto contempla el reemplazo de equipo primario en las subestaciones eléctricas Mazatepec y Jalacingo asociadas a las líneas de transmisión Mazatepec- Altzayanca Maniobras (93020) y Jalacingo – Zocac (93420) para incrementar la capacidad de transmisión al equivalente de la línea instalada.</p>		<p>Construcción de un circuito adicional al existente desde la subestación eléctrica Zocac hacia La Malinche en el nivel de tensión de 230 kV con una longitud aproximada de 14 km.</p>	
Evaluación económica		Confiability del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>		<p>B/C VPN TIR</p>	<p>4.8 350.1 49.09 %</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación		Diciembre de 2021	
Diagrama unifilar			
<p>The diagram illustrates the proposed transmission line configuration. It shows the existing network with substations Zocac (230 kV), La Malinche (230/115 kV), Mazatepec, and Jalacingo. The proposed line (14.0-1113 ACSR) connects La Malinche to Altzayanca Maniobras. Key line numbers include 93020, 93120, 93110, 93010, 93420, 93420, and 93390. The diagram also shows connections to A Texcoco (Zona Chapingo), Ac. Tlax, and Zona Puebla Oriente A Puebla Dos.</p>			

P18-PE1		Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.</p>		<p>Desde 2017, la infraestructura actual no es capaz de suministrar la demanda máxima de la isla, en estado estable, debido al potencial colapso por tensión. Por tanto, ante estas condiciones operativas, se requiere de la sincronización continua de las unidades de la Central Eléctrica Chankanaab; las cuales son de baja eficiencia y tienen altos costos operativos. Para 2021, se requerirá de la sincronización de generación en al menos 2 mil horas, en estado estable para evitar el colapso de la isla. Ante contingencia sencilla de uno de los cables, se tendrá que activar el esquema de corte de carga en al menos 7 mil horas en 2018.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Instalación de 6 bancos de 3.6 MVAR, cada uno, con una tensión de operación de 34.5 kV y distribuidos uniformemente entre las tres subestaciones eléctricas: Cozumel, Chankanaab y Chankanaab II.</p>		<p>Como segunda alternativa, se propuso la instalación de compensación dinámica (STATCOM) de 25 MVAR ubicado en la subestación eléctrica Chankanaab de 34.5 kV.</p>	
Obra	kV	MVA	
Compensación	34.5	21.6	
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C 10.69 VPN 457 TIR 59%</p>	<p>Con la entrada en operación del proyecto se garantiza el suministro de la demanda de Isla Cozumel al 2024 con una condición de red completa, esperando que para este año entre en operación el nuevo enlace en 115 kV que suministraría la energía de la Isla Cozumel.</p>	
Fecha Factible de Entrada en Operación	Abril de 2021		
Ubicación geográfica		Diagrama unifilar	

P16-OC4		Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	
Situación actual		Problemática a resolver	
<p>El estado de Querétaro ha tenido un crecimiento industrial importante en los últimos años con entrada de importantes industrias tanto nacionales como internacionales. Su localización centralizada con vías de transporte eficientes lo convierte en uno de los corredores logísticos más importantes del país. Por el crecimiento en la actividad industrial que ha tenido estado de Querétaro y poder atender a nuevos solicitantes es importante reforzar la infraestructura eléctrica con nuevas vías de suministro eléctrico así como cambio en las instalaciones que propician tener bajos niveles de cargabilidad, y de esta forma evitar la saturación de la zona.</p>		<p>Derivado del incremento en la demanda, principalmente de tipo industrial, y de condiciones de bajos despachos en la generación de la central El Sauz, se presentan flujos superiores a los límites operativos en las líneas de transmisión (LT) Conín-73700-El Marqués, en condición normal de operación, y en la LT Querétaro-73020-Campanario ante disparo de la LT San Ildefonso-73200-Aeroespacial.</p>	
Infraestructura propuesta		Alternativa(s)	
<p>Construcción de dos nuevas líneas de transmisión aisladas en tensión de 115 kV en la Zona Querétaro. A continuación se describe el alcance de esta obra:</p> <ol style="list-style-type: none"> 9.5 km de línea de transmisión aérea de la SE Tepeyac (TPY) a la SE San Ildefonso (SFS), calibre 795 ACSR-TA, un conductor por fase, incluye tendido del segundo circuito en 7.5 km sobre la LT Tepeyac-Aeroespacial-San Ildefonso. 5 km de línea de transmisión aérea de la SE Conín (CNI) a la SE Marqués Oriente (MQO). Incluye el tendido del segundo circuito en 4 km sobre la LT Conín - Marqués (MRQ). 		<p>Modificación y construcción de líneas de transmisión de la red de 115 kV de la Zona Querétaro:</p> <ol style="list-style-type: none"> Recalibración de 11 km de la línea de transmisión Querétaro (QRO) – Campanario (CAM) a calibre 795 ACSR: a. 6.9 km de línea en poste tronco cónico, b. 4.1 km de línea en torre de acero, 5 km de línea de transmisión aérea de la SE Conín (CNI) a la SE Marqués Oriente (MQO). <p>Incluye el tendido del segundo circuito en 4 km de longitud sobre la LT Conín Marqués. Utilizar tramo de la LT San Ildefonso (SFS) – El Marqués Oriente, se requiere que el calibre de las nuevas líneas de transmisión, incluyendo las existentes, no sea menor a 795 ACSR"</p>	
Obra	km-c	kV	Circuitos
Transmisión	14.5	115	1
Evaluación económica		Confiabilidad del Proyecto	
<p>La evaluación económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo. En el caso de los proyectos de transmisión se estima su valor agregado para el Sistema Eléctrico mediante índices económicos.</p>	<p>B/C</p> <p>VPN</p> <p>TIR</p>	<p>8.7</p> <p>939</p> <p>50.4%</p>	<p>El proyecto propuesto consiste en aumentar las vías de suministro de energía eléctrica en importantes zonas industriales localizadas al este de la Cd. de Querétaro, así como aumentar la cargabilidad de la línea de transmisión Conín - El Marqués. Con estas obras se podrá atender la demanda de la zona y se evitará tener sobrecargas en elementos de transmisión de la red de 115 kV de la zona Querétaro y San Juan del Río.</p>
Fecha Factible de Entrada en Operación	Abril de 2020		
Diagrama unifilar			

TABLA 6.1.2. MONTO DE INVERSIÓN PARA LA ADQUISICIÓN DE MEDIDORES

Unidad de Negocio	2018			2019			2020			2021			2022		
	Acom. ^{1/} (km)	Med. ^{2/} (Miles)	Inv. ^{3/} (mdp)	Acom. ^{1/} (km)	Med. ^{2/} (Miles)	Inv. ^{3/} (mdp)	Acom. ^{1/} (km)	Med. ^{2/} (Miles)	Inv. ^{3/} (mdp)	Acom. ^{1/} (km)	Med. ^{2/} (Miles)	Inv. ^{3/} (mdp)	Acom. ^{1/} (km)	Med. ^{2/} (Miles)	Inv. ^{3/} (mdp)
Baja California	1,959	46	92	2,018	47	95	2,078	49	98	2,141	50	101	2,205	52	104
Bajío	4,734	259	372	4,876	267	383	5,023	275	395	5,174	283	407	5,329	292	419
Centro Occidente	3,356	118	177	3,457	122	183	3,561	125	188	3,668	129	194	3,778	133	200
Centro Oriente	3,473	184	275	3,577	189	284	3,685	195	292	3,796	201	301	3,909	207	310
Centro Sur	5,350	156	229	5,511	160	236	5,676	165	243	5,847	170	251	6,022	175	258
Golfo Centro	1,678	86	135	1,729	89	139	1,780	92	143	1,834	94	148	1,889	97	152
Golfo Norte	4,477	164	315	4,612	169	324	4,750	174	334	4,893	179	344	5,040	185	355
Jalisco	2,788	173	270	2,872	179	278	2,958	184	287	3,047	190	295	3,138	195	304
Noroeste	2,104	118	250	2,167	122	258	2,232	126	265	2,300	129	273	2,369	133	282
Norte	2,884	112	187	2,971	116	193	3,060	119	199	3,152	123	205	3,247	126	211
Oriente	4,245	137	239	4,372	142	246	4,503	146	253	4,639	150	261	4,778	155	269
Peninsular	2,232	105	204	2,299	108	210	2,368	111	217	2,440	114	223	2,513	118	230
Sureste	3,448	217	315	3,551	224	325	3,658	230	334	3,768	237	344	3,881	244	355
Valle de México Centro	2,312	73	128	2,381	75	132	2,453	78	135	2,527	80	140	2,602	82	144
Valle de México Norte	3,495	145	234	3,600	149	241	3,707	154	248	3,819	158	256	3,934	163	264
Valle de México Sur	5,162	189	303	5,317	195	312	5,476	200	321	5,641	206	331	5,810	213	341
Total^{4/}	53,697	2,282	3,725	55,310	2,353	3,839	56,968	2,423	3,952	58,686	2,493	4,074	60,444	2,570	4,198

^{1/} Acom.: Acometidas. ^{2/} Med.: Medidores. ^{3/} Inv.: Inversión. ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.2.2. OBRAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS 2018

Unidades de Negocio	Inversión (mdp)	Alimentador MT	kVA RMT	kvar RMT	Construcción LMT (km)	Construcción LBT(km)	Recalibración LMT (km)	Recalibración LBT (km)	Reducción de Pérdidas Técnicas (GWh)
Baja California	163		48,458		119	0	1	126	29
Bajío	1,046	17	156,140	300	812	587	380	1,485	100
Centro Occidente	126	2	435		159	48	15,023	1,659	11
Centro Oriente	93		1,355	600	78		162	2	22
Centro Sur	225	4	9,278	300	81	236	134	1,720	22
Golfo Centro	105	1	7,018		48	4	143	76	16
Golfo Norte	316	4	42,322	600	102	59	85	1,122	54
Jalisco	261		43,055		79	43	46	293	18
Noroeste	549		159,977		256	72	122	124	80
Norte	82	1			69		29	38	21
Oriente	519	3	119,110		95	31	79	32	64
Peninsular	175	5	6,038	900	56		147	0	20
Sureste	887	15	274,700		763	426	450	41	143
Valle México Centro	392	2	52,464		77	80		126	43
Valle México Norte	82		6,255		15	76	6	145	12
Valle México Sur	299		34,885		94	307	29	239	25
Total ^{1/}	5,320	54	961,488	2,700	2,902	1,969	16,838	7,227	680

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.2.3. METAS DEL PROYECTO REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES

Año	Usuarios a Regularizar	Energía a recuperar (GWh) ^{1/}	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2018	12,499	30.27	743	638	4,843	240
2019	8,905	26.72	1,348	383	5,288	51
2020	6,756	17.47	1,190	248	2,893	35
2021	7,873	19.43	1,557	293	5,282	35
2022	4,919	14.25	661	55	1,618	8
Total^{2/}	40,952	108.14	5,499	1,617	19,922	368

^{1/} Energía que se estima recuperar con el proyecto. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.2.4. MEDIDORES Y MONTO DE INVERSIÓN PARA ESCALAR LA MEDICIÓN A AMI

(Millones de pesos)

Unidades de Negocio	2018		2019		2020		2021		2022	
	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión
Baja California	30,396	44	37,810	55	36,681	53	18,433	27	18,433	27
Bajío	49,996	73	62,190	91	60,333	88	30,319	44	30,319	44
Centro Occidente	30,848	45	38,373	56	37,227	54	18,708	27	18,708	27
Centro Oriente	50,671	74	63,029	92	61,147	89	30,728	45	30,728	45
Centro Sur	108,891	159	135,450	197	131,406	192	66,035	96	66,035	96
Golfo Centro	50,805	74	63,196	92	61,310	89	30,810	45	30,810	45
Golfo Norte	87,702	128	109,092	159	105,835	154	53,185	78	53,185	78
Jalisco	86,915	127	108,113	158	104,885	153	52,708	77	52,708	77
Noroeste	30,806	45	38,321	56	37,177	54	18,682	27	18,682	27
Norte	80,439	117	100,058	146	97,071	142	48,781	71	48,781	71
Oriente	124,773	182	155,206	226	150,573	220	75,667	110	75,667	110
Peninsular	35,017	51	43,557	64	42,256	62	21,235	31	21,235	31
Sureste	113,553	166	141,250	206	137,032	200	68,862	100	68,862	100
Valle de México Centro	95,239	139	118,468	173	114,931	168	57,756	84	57,756	84
Valle de México Norte	130,906	191	162,834	237	157,972	230	79,385	116	79,385	116
Valle de México Sur	130,364	190	162,160	236	157,318	229	79,054	115	79,054	115
Total^{1/}	1,237,321	1,804	1,539,107	2,244	1,493,154	2,177	750,348	1,094	750,348	1,094

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.1. INDICADORES OPERATIVOS DE LAS RGD

Indicador	Descripción	Límites	Cumplimiento
SAIDI _b	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
SAIFI _b	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
CAIDI _b	Índice de duración promedio anual de las interrupciones por usuario en distribución.	≤ 53 minutos	Anual

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.2. AVANCE Y METAS DE CONFIABILIDAD

Unidad de Negocio	SAIDI _b				SAIFI _b				CAIDI _b			
	(minutos)				(interrupciones)				(minutos)			
	2015	2016	2017	2018 Meta	2015	2016	2017	2018 Meta	2015	2016	2017	2018 Meta
Baja California	30.4	23.4	20.8	20.8	0.7	0.6	0.6	0.6	42.1	37.6	36.7	36.5
Bajío	24.7	24.6	23.7	23.6	0.4	0.4	0.4	0.4	59.4	60.4	60.7	60.4
Centro Occidente	30.5	21.6	19.1	19.1	0.5	0.5	0.4	0.4	57.1	46.4	48.1	47.9
Centro Oriente	22	18.7	17.6	17.6	0.3	0.4	0.3	0.3	69.9	49.8	52.4	51.9
Centro Sur	30.1	27.3	26.7	26.5	1.1	1.1	0.7	0.7	28.5	25.5	38.1	37.8
Golfo Centro	59.1	41.8	38.6	37.9	0.7	0.6	0.4	0.4	80.4	66.7	100.0	97.1
Golfo Norte	35.7	30.9	25.0	24.7	0.7	0.6	0.5	0.5	53.2	49.5	53.7	53.6
Jalisco	39.1	26.8	24.4	24.3	0.7	0.5	0.5	0.5	54.1	51.4	50.7	50.6
Noroeste	52.9	39.4	36.6	35.9	1.3	1.1	0.9	0.9	40	36.2	40.2	40.3
Norte	24.9	22.4	20.7	20.7	0.8	0.7	0.6	0.6	31.1	30.6	35.7	35.6
Oriente	28.3	26.6	22.4	22.2	0.6	0.5	0.4	0.4	45.8	49	59.1	58.5
Peninsular	34.7	19.1	18.4	18.3	0.9	0.6	0.5	0.5	37.8	31.9	35.0	35.2
Sureste	46.4	51.4	72.2	64.5	1	1.1	0.9	0.9	49.1	47.9	80.5	73.3
Valle de México Centro	27.8	30.5	22.5	22.4	0.8	0.9	0.7	0.7	33	36	31.6	31.6
Valle de México Norte	33.8	28.2	27.7	27.4	1	0.9	0.7	0.7	33.8	31.3	38.2	38.0
Valle de México Sur	51.6	45.2	38.1	37.3	1.3	1	0.9	0.9	41	45.8	44.4	43.9

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.4.1. INVERSIÓN E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO

División	Inversión necesaria (millones de pesos)						Puntos de Medición		
	2018	2019	2020	2021	2022	Total ^{1/}	Fuera de Subestaciones	Dentro de Subestaciones	Total ^{1/}
Baja California	96	163	103	99	83	544	11	926	937
Bajío	107	160	213	209	71	761	61	1,341	1,402
Centro Occidente	46	61	34	34	20	196	62	844	906
Centro Oriente	51	70	77	86	19	303	142	649	791
Centro Sur	66	109	64	59	53	351	34	704	738
Golfo Centro	72	123	91	90	58	435	51	650	701
Golfo Norte	67	80	97	100	26	370	29	1,815	1,844
Jalisco	83	72	113	64	19	350	125	800	925
Noroeste	57	82	89	111	35	374	13	1,283	1,296
Norte	99	166	314	303	82	963	29	1,180	1,209
Oriente	55	81	31	29	35	232	61	780	841
Peninsular	94	185	85	99	97	560	11	762	773
Sureste	72	104	172	214	43	605	45	940	985
Valle de México Centro	63	88	168	179	24	523	161	450	611
Valle de México Norte	50	66	23	26	18	183	150	527	677
Valle de México Sur	80	97	33	38	16	264	222	502	724
Total^{1/}	1,159	1,708	1,708	1,740	700	7,016	1,207	14,153	15,360

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.4.2. DESGLOSE DE INVERSIÓN, MEDICIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO

(Millones de pesos)

Acción de Inversión	Esquema de Inversión				
	2018	2019	2020	2021	2022
Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía	515.0	1190.2	761.1	941.7	700.0
Medición para Liquidación (SIMOCE)	159.0	101.7	374.2	300.5	
Seguridad de la Información	214.8	146.3	572.8	498.1	
Puntos de Medición entre Zonas de Carga	270.5	270.0			
Total^{1/}	1,159.3	1,708.3	1,708.1	1,740.4	700.0

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

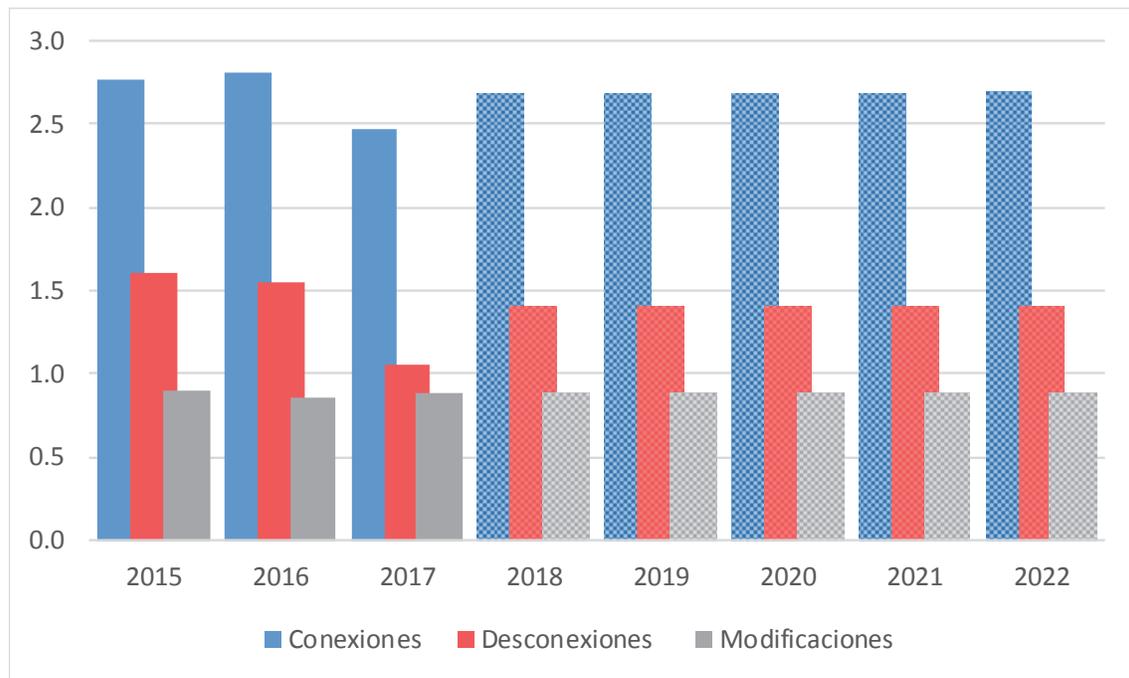
TABLA 6.5.1. MEDIDORES Y MONTO DE INVERSIÓN DE LOS PROYECTO AMI
(Millones de pesos)

Unidades de Negocio	2018		2019		2020		2021		2022	
	Cantidad	Inversión								
Baja California	514	1,439	514	1,439	514	1,439	514	1,439	514	1,439
Bajío	580	1,624	580	1,624	585	1,638	585	1,638	585	1,638
Centro Occidente	87	244	87	244	87	244	87	244	87	244
Centro Oriente	83	232	83	232	83	232	83	232	83	232
Centro Sur	1,807	5,060	1,867	5,228	1,867	5,228	1,867	5,228	1,867	5,228
Golfo Norte	170	476	170	476	170	476	170	476	170	476
Jalisco	192	538	192	538	192	538	192	538	192	538
Noroeste	442	1,238	442	1,238	442	1,238	442	1,238	442	1,238
Norte	60	168	60	168	74	207	74	207	74	207
Oriente	177	496	196	549	196	549	196	549	196	549
Peninsular	1,494	4,183	1,494	4,183	1,494	4,183	1,494	4,183	1,494	4,183
Sureste	1,098	3,074	1,549	4,337	1,621	4,539	1,621	4,539	1,621	4,539
Valle de México Centro	3,596	10,069	4,899	13,717	5,817	16,288	5,817	16,288	5,817	16,288
Valle de México Norte	2,215	6,202	5,491	15,375	7,883	22,072	7,883	22,072	7,883	22,072
Valle de México Sur	997	2,792	6,571	18,399	6,746	18,889	6,746	18,889	6,746	18,889
Total^{1/}	13,512	37,835	24,195	67,747	27,771	77,760	27,771	77,760	27,771	77,760

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.1.2. EVOLUCIÓN DE REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES 2015-2022

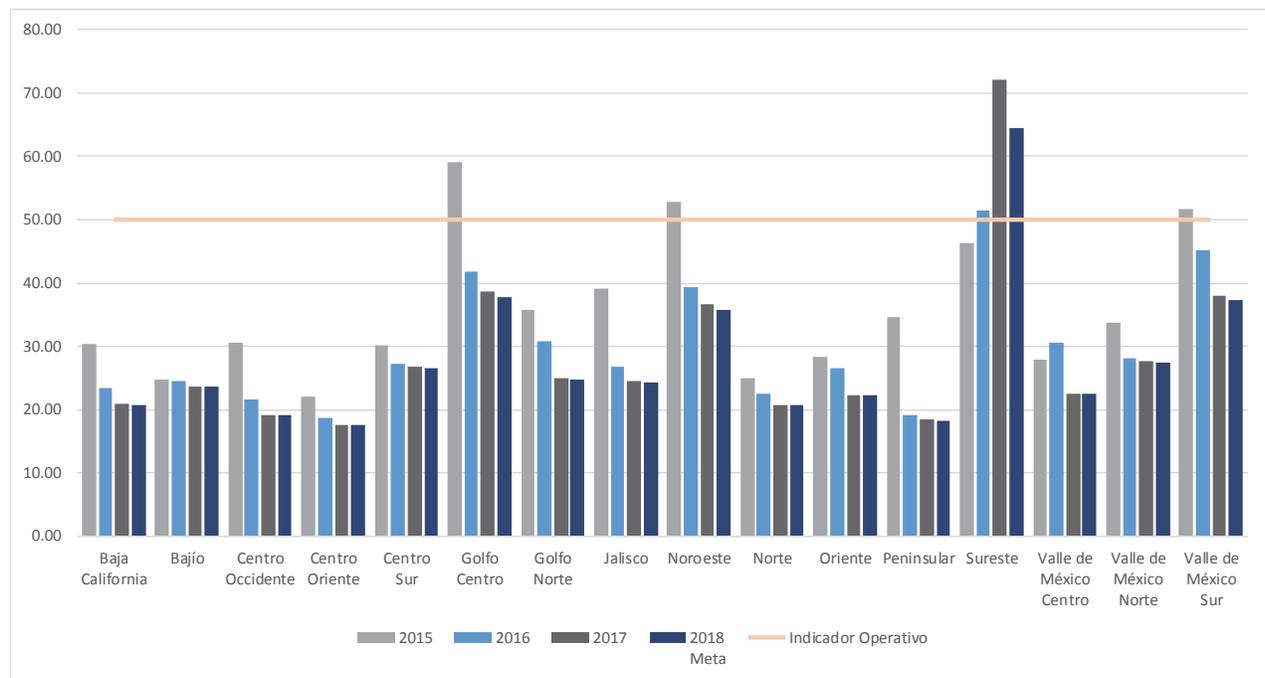
(Millones de unidades)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

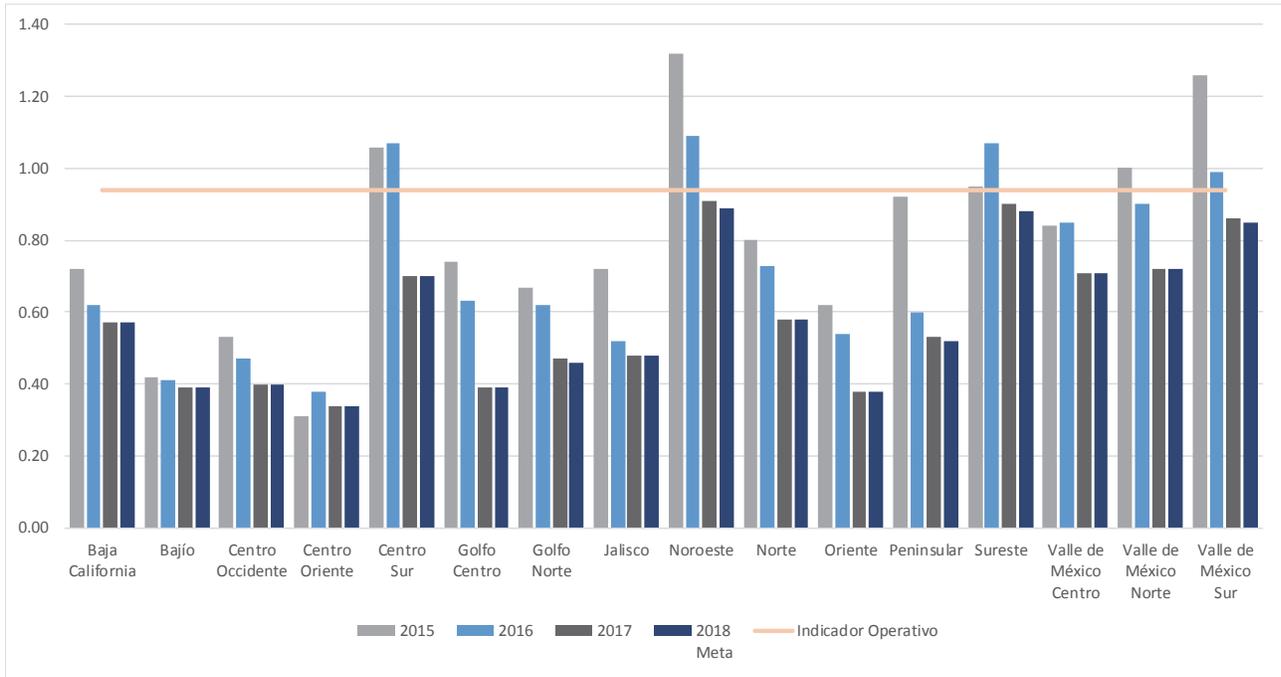
GRÁFICO 6.3.1. AVANCE Y META DEL INDICADOR OPERATIVO "SAIDI" DE LAS RGD 2015-2018

(Minutos)



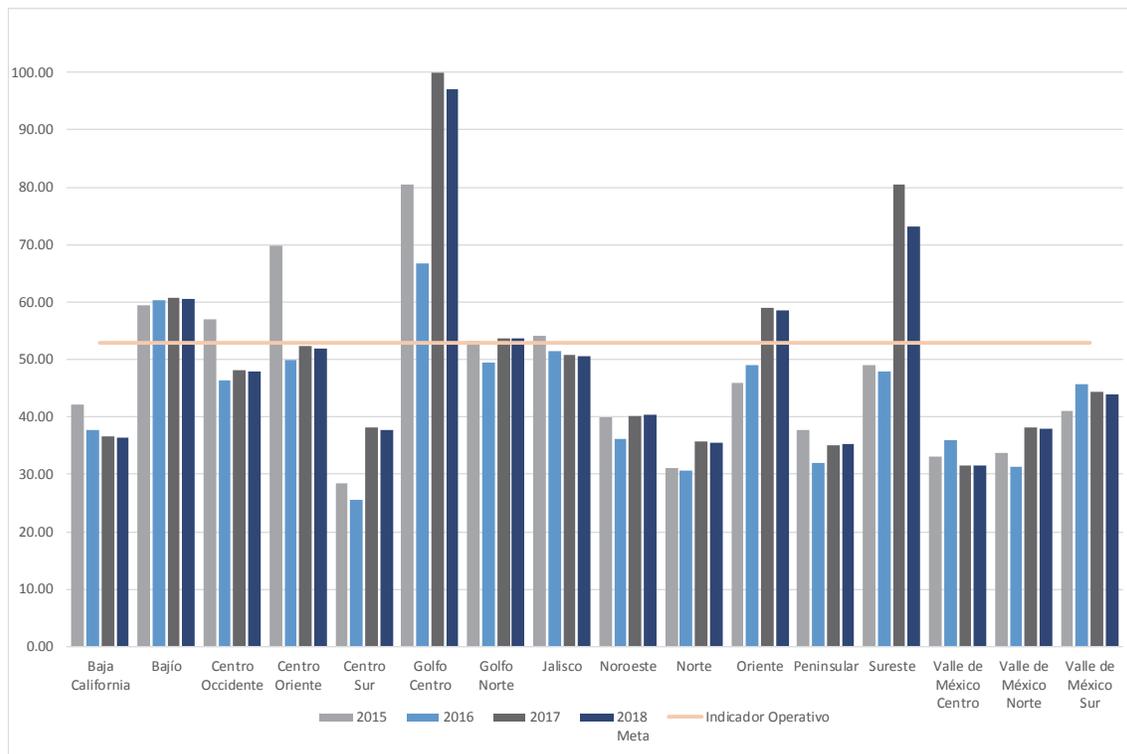
Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.3.2. AVANCE Y META DEL INDICADOR OPERATIVO “SAIFI” DE LAS RGD 2015-2018
 (Interrupciones)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.3.3. AVANCE Y META DEL INDICADOR OPERATIVO “CAIDI” DE LAS RGD 2015-2018
 (Minutos)



Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 7.1.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA POR CONCEPTO 2018-2032

(Millones de pesos)

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL 2018-2032
Generación	109,374	167,624	92,727	81,273	113,701	137,345	114,929	64,268	69,790	65,517	83,589	174,027	163,674	165,450	89,078	1,692,368
Transmisión ^{1/}	24,677	26,791	30,148	22,383	12,954	5,108	11,972	15,489	12,595	4,980	2,474	1,486	996	867	696	173,615
Distribución	15,716	14,056	10,545	9,675	8,763	7,744	7,739	7,808	7,536	7,663	7,761	7,995	8,173	8,309	8,432	137,915
Total	149,767	208,472	133,420	113,331	135,418	150,197	134,640	87,565	89,921	78,160	93,825	183,508	172,843	174,626	98,206	2,003,898

^{1/} Incluye Ampliación y Modernización.

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.1.2. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2018-2032^{1/}

(millones de pesos)

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL 2018-2032
Limpia	67,587	96,518	64,954	59,278	76,391	57,322	86,045	39,837	29,913	45,836	42,021	132,473	148,720	132,268	49,367	1,128,530
Bioenergía	162	0	0	2,122	8,850	15,152	7,869	0	5,211	0	6,564	0	0	0	0	45,930
Eólica	18,189	46,090	41,287	19,720	63,652	31,884	53,645	29,984	5,915	22,840	8,141	10,747	9,484	16,402	20,150	398,131
Geotérmica	892	0	0	0	0	0	0	938	5,353	8,921	4,760	0	3,510	3,692	1,846	29,912
Hidroeléctrica	0	1,046	0	0	0	0	16,906	2,295	0	1,675	15,750	2,596	23,552	0	16,873	80,693
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	102,450	102,450	0	0	307,351
Solar Fotovoltaica	35,576	49,324	23,667	37,435	3,889	5,834	5,834	6,619	6,612	6,733	6,806	6,806	9,723	9,723	10,497	225,081
Termosolar	1,746	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,746
Cogeneración Eficiente	11,021	58	0	0	0	4,451	1,790	0	6,822	5,668	0	9,874	0	0	0	39,685
Convencional	41,787	71,107	27,774	21,995	37,310	80,023	28,885	24,431	39,877	19,680	41,569	41,554	14,954	33,182	39,711	563,838
Carboeléctrica	0	3,459	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,459
Ciclo Combinado	41,787	66,359	14,111	16,106	35,775	72,890	16,382	24,431	39,416	19,680	41,569	41,554	14,954	33,182	39,711	517,907

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL 2018- 2032
Combustión Interna	0	1,290	0	5,889	0	2,271	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,449
Leccho Fluidizado	0	0	0	0	0	0	12,503	0	0	0	0	0	0	0	0	12,503
Turbogás	0	0	13,663	0	1,535	4,863	0	0	460	0	0	0	0	0	0	20,521
Total ^{1/}	109,374	167,624	92,727	81,273	113,701	137,345	114,929	64,268	69,790	65,517	83,589	174,027	163,674	165,450	89,078	1,692,368

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 18.88 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER

TABLA 7.1.3. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR REGIÓN DE CONTROL 2018-2032^{1/}
(millones de pesos)

Región de Control	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL 2018- 2032
01-Central	12,583	0	3,889	9,723	4,456	16,299	16,382	1,907	10,042	0	1,093	11,932	0	923	28,097	117,327
02-Oriental	4,317	20,339	14,240	1,075	16,480	23,647	33,923	10,345	20,270	10,474	40,854	121,726	116,698	16,402	28,900	479,690
03-Occidental	18,131	24,040	16,353	16,912	31,035	1,326	4,425	7,378	7,804	9,059	3,821	0	13,848	35,951	25,764	215,848
04-Noroeste	31,062	28,632	23,796	2,431	332	16,905	1,576	0	21,612	13,603	0	19,821	0	0	0	159,769
05-Norte	12,707	29,341	0	13,668	646	1,592	6,963	18,110	0	12,659	6,806	0	12,815	0	3,691	118,997
06-Noreste	15,550	63,971	27,617	33,622	18,862	26,043	51,660	23,480	7,666	19,104	23,403	0	1,106	102,450	2,626	417,161
07-Peninsular	14,476	0	1,612	1,719	29,703	8,490	0	2,660	0	0	488	9,802	9,723	9,723	0	88,397
08-Baja California	0	867	5,220	0	10,653	37,557	0	389	2,396	618	7,123	10,747	8,141	0	0	83,710
09-Baja California Sur	547	0	0	2,122	1,535	5,486	0	0	0	0	0	0	1,343	0	0	11,033
10-Mulegé	0	435	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	435
Total ^{2/}	109,374	167,624	92,727	81,273	113,701	137,345	114,929	64,268	69,790	65,517	83,589	174,027	163,674	165,450	89,078	1,692,368

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos utilizados para los proyectos contemplados en el PIIRCE. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 18.88 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER

TABLA 7.1.4. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA 2018-2032^{1/}
(Millones de pesos)

Entidad Federativa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL 2018-2032
AGS	4,239	7,823	7,682	0	0	0	0	0	2,571	1,071	0	0	0	0	0	23,385
BC	0	867	0	0	10,653	37,557	0	389	2,396	618	1,783	10,747	8,141	0	0	73,149
BCS	547	435	0	2,122	1,535	5,486	0	0	0	0	0	0	1,343	0	0	11,469
CAMP	0	0	0	0	0	0	0	2,660	0	0	0	0	9,723	0	0	12,383
CDMX	58	0	0	0	0	0	0	0	1,199	0	0	0	0	0	0	1,257
CHIH	1,427	25,623	0	8,806	185	1,592	6,199	0	0	12,108	6,806	0	12,815	0	0	75,561
CHIS	0	0	0	0	0	0	2,352	0	0	0	2,470	9,874	8,457	0	8,750	31,903
COAH	16,653	7,177	9,377	2,917	460	6,781	23,623	19,240	5,915	551	0	0	0	0	3,691	96,385
COL	0	0	0	0	0	0	0	0	207	0	0	0	0	0	0	207
DGO	0	0	0	1,945	0	0	764	18,110	0	0	0	0	0	0	0	20,819
GRO	0	0	0	0	0	0	146	0	0	0	329	2,596	5,790	0	0	8,860
GTO	5,615	3,410	2,406	0	25,034	796	0	0	202	611	0	0	13,848	0	0	51,922
HGO	3,133	0	0	0	2,139	0	0	1,094	6,822	0	1,052	0	0	0	21,291	35,532
JAL	4,015	0	1,719	16,106	5,272	0	4,425	0	1,978	510	1,657	0	0	35,951	923	72,556
MEX	11,337	0	0	0	2,317	12,409	16,382	120	1,357	0	515	0	0	0	0	44,437
MICH	892	0	0	0	0	0	0	0	382	5,709	0	0	0	0	923	7,907
MOR	0	1,480	0	0	0	0	0	0	663	0	0	11,932	0	0	0	14,075
NAY	0	0	0	0	730	0	0	0	2,141	0	1,690	0	0	0	8,123	12,684
NL	52	40,927	15,670	0	174	1,133	17,950	4,240	1,750	5,668	13,599	0	0	0	2,626	103,789
OAX	0	18,330	8,329	0	15,260	0	18,676	0	0	9,403	8,141	0	0	16,402	20,150	114,692
PUE	0	0	5,911	0	0	0	3,150	5,661	0	1,071	2,787	6,806	0	923	0	26,309
QRO	1,426	0	806	0	0	531	0	1,057	0	1,157	0	0	0	0	0	4,977
SIN	0	16,352	14,111	0	332	16,905	876	0	16,751	13,052	0	0	0	0	0	78,378
SLP	0	12,807	0	0	0	0	0	6,321	324	0	9,803	0	0	0	15,794	45,049
SON	31,062	12,279	14,905	2,431	0	0	700	0	4,862	551	5,340	19,821	0	0	0	91,951
TAB	4,317	0	0	0	0	0	1,094	0	0	0	13,303	0	0	0	0	18,714
TAMS	9,734	18,740	2,571	16,120	18,689	18,130	10,086	0	0	13,436	0	0	1,106	102,450	0	211,062
TLAX	0	0	3,889	9,723	0	3,889	0	0	0	0	1,136	0	0	0	6,806	25,444
VER	0	529	0	1,075	1,219	23,647	8,506	5,376	20,270	0	12,689	102,450	102,450	0	0	278,211
YUC	14,476	0	1,612	1,719	29,703	8,490	0	0	0	0	488	9,802	0	9,723	0	76,014
ZAC	391	846	3,740	18,308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,285
Total^{2/}	109,374	167,624	92,727	81,273	113,701	137,345	114,929	64,268	69,790	65,517	83,589	174,027	163,674	165,450	89,078	1,692,368

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos, utilizados para los proyectos contemplados en el PIIIRCE. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 18.88 pesos por dólar. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 7.2.1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE TRANSMISIÓN 2018-2032
(Millones de pesos)

Proyectos y Obras	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Obra PRODESEN	15,620	22,583	27,828	20,632	8,731	2,122	10,136	13,781	10,988	3,499	1,471	907	509	392	328	139,527
Obra Pública Financiada	8,663	3,920	1,304	324	427	415	264	61	0	0	0	0	0	0	0	15,377
Obra de Recurso Propio	394	76	9	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	485
Obras a mediano y largo plazo	0	213	956	1,383	2,578	2,515	1,572	1,646	1,607	1,481	1,003	579	487	475	368	16,863
Ampliación^{1/}	24,677	26,791	30,096	22,346	11,736	5,052	11,972	15,489	12,595	4,980	2,474	1,486	996	867	696	172,253
Modernización^{2/}	0	0	52	37	1,218	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,362
Total	24,677	26,791	30,148	22,383	12,954	5,108	11,972	15,489	12,595	4,980	2,474	1,486	996	867	696	173,615

^{1/} Programa de Ampliación de líneas de transmisión, transformación y compensación. ^{2/} La inversión en Modernización corresponde únicamente al periodo 2017-2021 debido a que no existen proyectos de modernización a realizarse en el largo plazo.

Fuente: CENACE.

TABLA 7.3-1. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA EN DISTRIBUCIÓN 2018-2032
(Millones de pesos)

Concepto de Inversión	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Reducción Pérdidas Técnicas	5,320	3,214				2,015	2,035	2,055	2,096	2,116	2,157	2,199	2,219	2,240	2,305	29,971
Regularización de Colonias Populares	157	153	149	151	148	308	314	317	320	330	336	340	346	360	363	4,092
Instalación de Acometidas y Medidores	3,725	3,839	3,952	4,074	4,198	4,114	4,196	4,237	4,364	4,449	4,491	4,669	4,805	4,896	4,941	64,950
Total de Proyectos Prioritarios de Ampliación	9,202	7,206	4,101	4,225	4,346	6,437	6,545	6,609	6,780	6,895	6,984	7,208	7,370	7,496	7,609	99,013
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	189	185	176	180	174	156	159	160	162	168	170	173	182	185	187	2,606
Modernización de Subestaciones de Distribución	453	259	270	277	251	292	295	298	301	303	306	309	312	315	318	4,559
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	92	90	88	83	78	28	29	30	31	32	34	35	37	38	41	766
Modernización de las Redes Generales de Distribución	179	172	172	170	162	255	257	260	262	265	267	270	272	275	277	3,515
Total de Proyectos Prioritarios de Modernización	913	706	706	710	665	731	740	748	756	768	777	787	803	813	823	11,446
Total de Proyectos Prioritarios	10,115	7,912	4,807	4,935	5,011	7,168	7,285	7,357	7,536	7,663	7,761	7,995	8,173	8,309	8,432	110,459
Escalamiento de la Medición a AMI ^{1/}	1,804	2,244	2,177	1,094	1,094											8,413
Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos) ^{1/}	1,328	1,368	1,409	1,451	1,495											7,051
Modernización de la Avenida Paseo de la Reforma ^{1/5/}	644															644
Cable Submarino para Isla Mujeres ^{1/}	123	157														280
Interconexión Isla de Holbox ^{1/}	112	168														280
Total de Proyectos Específicos de Modernización	4,011	3,937	3,586	2,545	2,589	0	16,668									
Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución ^{1/}	367	350	316	327	335	349	354	351								2,749
Sistema de Información Geográfica de las RGD ^{1/2/}	23	30			127											180
Infraestructura de Medición Avanzada ^{1/3/}	38	68	78	78	78											340
Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM ^{1/}	1,159	1,709	1,708	1,740	700											7,016
Sistema de Administración de Distribución Avanzado ^{1/4/}	3	50	50	50	50	100	100	100								503
Total de Proyectos Específicos de Redes Inteligentes	1,590	2,207	2,152	2,195	1,163	576	454	451	0	10,788						
Total de Proyectos Específicos	5,601	6,144	5,738	4,740	3,752	576	454	451	0	27,456						
Total	15,716	14,056	10,545	9,675	8,763	7,744	7,739	7,808	7,536	7,663	7,761	7,995	8,173	8,309	8,432	137,915

^{1/} El proyecto está sujeto a la asignación de recursos y a reconocimiento de tarifa. ^{2/} En los tres primeros años se desarrolla la implantación del proyecto piloto en 2 Zonas de Distribución, la implantación en las 148 Zonas de Distribución será a partir del cuarto al sexto año y dependerá de los resultados del piloto, del séptimo al octavo año se realizará una actualización de las aplicaciones de interoperabilidad. ^{3/} Implementación de la interoperabilidad a partir del sexto año y dependerá de las inversiones de los primeros cinco años. ^{4/} Despliegue de tecnología en el resto de las Zonas de País (su implementación depende de los resultados del estudio piloto). ^{5/} Proyecto en proceso de construcción.
Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE Distribución.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Fernando Zendejas Reyes
Subsecretario de Electricidad

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Aldo Flores Quiroga
Subsecretario de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández
Oficial Mayor

Luis Alberto Amado Castro
Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Nelson Ricardo Delgado Contreras
Director General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica

Edmundo Gil Borja
Director General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y Vinculación Social

ELABORACIÓN Y REVISIÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Nelson Ricardo Delgado Contreras
Director General

Juan Herrera Romero
Director General Adjunto de Programas de Generación

Baltazar Mayo Mendoza
Director de Instrumentos de Energías Limpias

Lidia Mora Vásquez
Directora de Transmisión de Energía Eléctrica

Joel Rojas Escudero
Director de Generación de Energía Eléctrica

Agustín Lara Fernández
Jefe de Departamento de Instrumentos y Promoción de Energías Limpias

Guillermo Aguirre López
Jefe de Departamento de Seguimiento a Proyectos de Generación

José Amador Orta Mendoza
Jefe de Departamento de Análisis de la Red Nacional de Transmisión

Juan Miguel Rodríguez Vargas
Jefe de Departamento de Planeación de Generación Eléctrica

Ricardo Rodríguez Garduño
Analista de Proyectos de Transmisión

Brenda Nayeli Ortega Verde
Servicio Social

DIRECCIÓN GENERAL DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y VINCULACIÓN SOCIAL

Edmundo Gil Borja

Director General

Telésforo Trujillo Sotelo

Director de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Carlos Muñoz Arango

Jefe de Departamento de Normatividad Eléctrica

Manuel Alberto Castellanos Cueto

Jefe de Departamento de Distribución

Sergio Cortés López

Jefe de Departamento de Supervisión de Instalaciones Eléctricas

DISEÑO EDITORIAL

Dulce Maetsi Romero Hernández

Servicio Social

AGRADECIMIENTOS

SUBSECRETARÍA DE PLANEACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario

Rafael Alexandri Rionda
Director General de Planeación e Información Energéticas

Efraín Villanueva Arcos
Director General de Energías Limpias

SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

Aldo Flores Quiroga
Subsecretario

Rosanety Barrios Beltrán
Titular de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial

David Eduardo Rosales Hernández
Director General de Gas Natural y Petroquímicos

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Guillermo Ignacio García Alcocer
Comisionado Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

Oliver Ulises Flores Parra Bravo
Jefe de la Unidad de Electricidad

Héctor Alejandro Beltrán Mora
Director General de Análisis Técnico

Paola del Rocío Madrigal Montores
Directora General Adjunta de la Dirección General de Análisis Técnico

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Eduardo Meraz Ateca
Director General

Nemorio González Medina
Director de Operación y Planeación del Sistema

Gustavo Villa Carapia
Subdirector de Planeación

Sergio Romo Ramírez
Subgerente de Análisis de Redes Eléctricas

Carlos Flores Peña
Jefe de la Unidad de Recursos de Generación

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DEL GAS NATURAL

David Madero Suárez

Director General

Eduardo Fernando Prud'homme Nieves

Jefe de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación

Grissel Montes Romero

Directora Ejecutiva de Planeación y Concursos de Proyectos

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Jaime Francisco Hernández Martínez

Director General

Pedro Luna Tovar

Subdirector Corporativo de Estrategia y Regulación

Víctor Nolasco Miguel

Encargado de la Subgerencia de Programación de Redes Eléctricas

CFE - TRANSMISIÓN

Noé Peña Silva

Director General

Gerardo Aguirre Rivadeneyra

Gerente Regional de Transmisión Baja California

Francisco Miguel Estrada Ruiz

Coordinador de Protecciones, Comunicaciones y Control

CFE - DISTRIBUCIÓN

Roberto Vidal León
Director General

Marcelino Torres Vázquez
Coordinador de CFE Distribución

Guillermo Arizmendi Gamboa
Gerente de Planeación de CFE Distribución

Mauricio Gallegos Escobar
Jefe de Departamento de Estudios de Planeación de Distribución

Javier Reyes Núñez
Jefe de Oficina de Presupuesto e Inversiones de Planeación de Distribución

Carlos González Andrade
Jefe de Oficina de Estudios de Planeación de Distribución

AGENCIA ALEMANA DE COOPERACIÓN TÉCNICA – GIZ MÉXICO

Ernesto Feilbogen
Coordinador del Programa de Energía Sustentable

Santiago Mata
Asesor Principal del Programa de Energía Sustentable

Ana Maria Villarreal Vives
Asesor del Programa de Energía Sustentable

INICIATIVA CLIMÁTICA DE MÉXICO

Adrián Fernández Bremauntz
Director Ejecutivo

Daniel Chacón Anaya
Director de Energía

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL)

Carlo Brancucci Martínez-Anido

Senior Research Engineer

Riccardo Bracho Blanchet

Senior Project Leader-International Programs

ASESORES

Osvin Martínez Vásquez

Pascal Bertolini

Emmanuel Bué

Fidel Sánchez Soto



PRODESEN
PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL

2018 - 2032