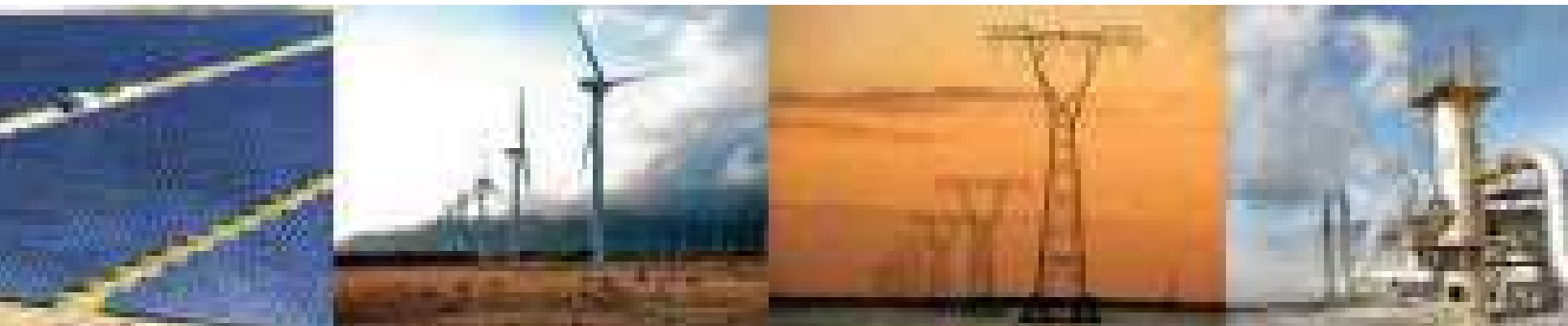


PROGRAMA DE DESARROLLO DEL

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2017-2031
PRODESEN



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



ÍNDICE

Índice de Tablas.....	3
Índice de Tablas (Anexos).....	4
Índice de Gráficos	7
Índice de Gráficos (Anexos)	9
Índice de Mapas.....	10
Índice de Mapas (Anexos).....	10
1. Introducción.....	13
1.1. Marco Regulatorio.....	13
1.2. Alcance.....	13
1.3. Contribución del Sector Eléctrico.....	16
1.4. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de Electricidad.....	18
2. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....	25
2.1. Capacidad instalada.....	25
2.2. Generación de energía eléctrica.....	27
2.3. Tecnologías de generación de energía eléctrica en México	30
2.4. Modalidades de generación	38
2.5. Cambios en la infraestructura de generación.....	39
2.6. Transmisión.....	42
2.7. Interconexiones Transfronterizas.....	48
2.8. Distribución.....	49
3. Consumo y Demanda de Energía Eléctrica.....	55
3.1. Comportamiento actual del consumo y de la demanda de energía eléctrica	55
3.2. Pronóstico del consumo y la demanda de energía eléctrica.....	58
3.3. Resultados.....	61
4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas	67
4.1. Insumos para la planeación	67
4.2. Criterios para la elaboración del PIIRCE.....	73
4.3. Metodología de planeación de largo plazo de la Generación.....	76
4.4. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).....	79
4.5. Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica.....	82
4.6. Consumo de combustibles.....	85



4.7.	Emisiones.....	85
4.8.	Reserva de Planeación Eficiente (Margen de Reserva).....	86
4.9.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional.....	87
4.10.	Escenarios de estudio.....	88
5.	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión.....	97
5.1.	Seguimiento a los proyectos 2015 y 2016.....	97
5.2.	Nuevos Proyectos de Ampliación de la RNT y las RGD	103
5.3.	Principales Proyectos.....	103
5.4.	Infraestructura de Transmisión para Energías Limpias.....	111
5.5.	Modernización de la RNT y las RGD	112
5.6.	Instalación de Almacenamiento con Banco de Baterías de 20 MW en BCS	113
5.7.	Instrucción de Proyectos para Asociaciones o Contratos con Particulares	115
6.	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución	117
6.1.	Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD.....	118
6.2.	Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica.....	120
6.3.	Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico.	122
6.4.	Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD	125
6.5.	Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI).....	126
7.	Resumen de Inversiones 2017-2031.....	129
7.1.	Generación.....	129
7.2.	Transmisión.....	129
7.3.	Distribución.....	130
Anexo.....		131
	Anexo Capítulo 5. Fichas de Otros Proyectos (Objetivo 3)	289

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.2.1.	Proceso general para la elaboración del PRODESEN	15
Tabla 1.4.2.	Resultados del mercado para el balance de potencia.....	22
Tabla 2.1.1.	Capacidad instalada por tipo de tecnología	26
Tabla 2.1.2.	Capacidad instalada por modalidad 2016.....	26
Tabla 2.2.1.	Generación de energía eléctrica	28
Tabla 2.2.2.	Generación de energía eléctrica por modalidad 2016.....	28
Tabla 2.6.2.	Capacidad de transmisión por región de control.....	44
Tabla 2.6.3.	Líneas de transmisión.....	45
Tabla 2.6.4.	Capacidad de transformación de las subestaciones eléctricas de transmisión.....	45
Tabla 2.8.1.	Líneas de distribución	50
Tabla 2.8.2.	Subestaciones con transformadores considerados parte de las RGD.....	51
Tabla 2.8.3.	Usuarios atendidos, capacidad y transformadores de CFE Distribución.....	52
Tabla 3.1.1.	Consumo bruto de energía eléctrica por región de control.....	56
Tabla 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control.....	56
Tabla 3.1.3.	Demanda Coincidente 2016	56
Tabla 4.1.1.	Regiones de transmisión.....	70
Tabla 4.1.2.	Plan quinquenal 2015-2019	71
Tabla 4.3.1.	Modelo de planeación de la generación.....	78
Tabla 5.1.1.A.	Proyectos en estudio y en perspectiva de análisis en 2015 que forman parte del PRODESEN 2017-2031	98
Tabla 5.1.1.B.	Proyectos en estudio y en perspectiva de análisis en 2016 que forman parte del PRODESEN 2017-2031	99
Tabla 5.1.2.	Proyectos programados e instruidos por la SENER en 2015 que forman parte del PRODESEN 2017-2031	99
Tabla 5.1.3.	Proyectos programados e instruidos por la SENER en 2016 que forma parte del PRODESEN 2017-2031.....	101
Tabla 6.1.1.	Metas del proyecto regularización de colonias populares 2017-2021.....	119
Tabla 6.2.1.	Pérdidas de energía a nivel nacional 2002-2016	120
Tabla 6.3.3.	Inversión para mejorar la confiabilidad en las RGD 2017	123
Tabla 6.3.4.	Metas físicas de los proyectos para mejorar la confiabilidad 2017.....	123

Tabla 6.3.5.	Inversión y meta física para la instalación de EPROSEC.....	123
Tabla 6.3.6.	Inversión y metas físicas para mejorar la confiabilidad en subestaciones de distribución 2017.....	123
Tabla 6.3.7.	Inversión para mejorar la confiabilidad de las subestaciones de distribución.....	124
Tabla 6.3.8.	Inversión necesaria para el reemplazo de transformadores de distribución e interruptores de potencia.....	124
Tabla 6.3.9.	Metas físicas del proyecto Reforma.....	124
Tabla 6.3.10.	Presupuesto proyecto de modernización de la red eléctrica subterránea Reforma.....	124
Tabla 6.3.11.	Inversión por año para el proyecto cable subterráneo Islas Mujeres.....	125
Tabla 6.5.2.	Costos necesarios para la ejecución de las fases del proyecto ADMS.....	127

ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

Tabla 1.1.1.	Alineación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).....	131
Tabla 1.3.1.	Producto Interno Bruto de la Industria Eléctrica 2006-2016.....	133
Tabla 1.3.2.	Consumo Intermedio de energía eléctrica por rama de actividad de acuerdo con la demanda intermedia en la matriz de insumo producto de la economía total 2012.....	133
Tabla 1.3.3.	Gasto corriente trimestral en electricidad según deciles de hogares de acuerdo con su ingreso corriente total trimestral.....	134
Tabla 1.3.4.	México en el Índice de Competitividad global y en el reporte Doing Business.....	134
Tabla 1.3.5.	Competitividad global en materia de electricidad.....	135
Tabla 1.4.1.	Marco regulatorio de la Reforma Energética.....	143
Tabla 2.1.3.	Capacidad por entidad federativa.....	156
Tabla 2.2.3.	Generación por entidad federativa.....	157
Tabla 2.3.1.	Características básicas de las centrales en operación 2016.....	158
Tabla 2.3.2.	Centrales de generación de ciclo combinado 2016.....	159
Tabla 2.3.3.	Centrales de generación termoeléctrica convencional 2016.....	161
Tabla 2.3.4.A.	Centrales de generación carboeléctricas 2016.....	163
Tabla 2.3.4.B.	Centrales de generación de lecho fluidizado 2016.....	164
Tabla 2.3.5.	Centrales de generación eléctrica con turbogás 2016.....	164
Tabla 2.3.6.	Centrales de generación de combustión interna 2016.....	168
Tabla 2.3.7.	Centrales de generación hidroeléctrica 2016.....	174
Tabla 2.3.8.	Centrales de generación nucleoeléctrica 2016.....	176

Tabla 2.3.9.	Centrales de generación eólica 2016.....	177
Tabla 2.3.10.	Centrales de generación geotermoeléctrica 2016	179
Tabla 2.3.11.	Centrales de generación solar 2016.....	180
Tabla 2.3.12.	Centrales de generación con bioenergía 2016.....	181
Tabla 2.3.13.	Centrales de generación de cogeneración eficiente 2016	183
Tabla 2.4.1.	Permisos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	184
Tabla 2.6.1.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016.....	186
Tabla 3.2.1.	Consumo bruto de energía eléctrica.....	193
Tabla 3.2.2.	Usos propios de generación.....	194
Tabla 3.2.3.	Consumo final.....	195
Tabla 3.2.4.	Demanda máxima bruta.....	195
Tabla 3.2.5.	Energía eléctrica de autoabastecimiento remoto	196
Tabla 3.2.6.	Pérdidas de electricidad.....	196
Tabla 3.2.7.	Población.....	197
Tabla 3.2.8.	Precio medio de electricidad.....	197
Tabla 3.2.9.	Usuarios del servicio de electricidad.....	198
Tabla 3.3.1.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario de planeación).....	199
Tabla 3.3.2.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario bajo).....	200
Tabla 3.3.3.	Pronóstico de consumo bruto por región de control (escenario alto).....	201
Tabla 3.3.4.	Pronóstico de consumo bruto del SEN por escenarios.....	202
Tabla 3.3.5.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario de planeación).....	203
Tabla 3.3.6.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario bajo).....	204
Tabla 3.3.7.	Pronóstico de la demanda máxima integrada por región de control (escenario alto).....	205
Tabla 3.3.8.	Pronóstico de la demanda máxima integrada del SIN por escenarios	206
Tabla 3.3.9.	Demandas integradas e instantáneas del SIN por escenarios de estudio 2017-2031.....	207
Tabla 4.1.3.	Gasoductos concluidos.....	211
Tabla 4.1.4.	Gasoductos en construcción	211
Tabla 4.1.5.	Gasoductos en fase de permisos.....	212
Tabla 4.1.6.	Gasoductos en proyectos.....	212
Tabla 4.2.1.	Capacidad firme.....	218
Tabla 4.2.2.	Eficiencia térmica.....	219

Tabla 4.2.3.	Emisiones contaminantes	219
Tabla 4.2.4.	Factor de planta.....	219
Tabla 4.2.5.	Tasas de mantenimiento	222
Tabla 4.2.6.	Tasas de salida forzada.....	222
Tabla 4.2.7.	Régimen térmico.....	222
Tabla 4.2.8.	Usos propios.....	223
Tabla 4.2.9.	Vida útil.....	223
Tabla 4.2.10.	Costos fijos de operación y mantenimiento	225
Tabla 4.2.11.	Costo unitario de inversión.....	225
Tabla 4.2.12.	Costos variables de operación y mantenimiento	225
Tabla 4.2.13.	Capacidad actual y futura de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016-2023	226
Tabla 4.2.14.	Costo de construcción por nivel de tensión, circuito y conductor por fase.....	228
Tabla 4.2.15.	Factor de participación por región de transmisión.....	230
Tabla 4.2.16.	Flujo máximo por nivel de tensión, circuito y conductor por fase	232
Tabla 4.2.17.	Parámetros de resistencia	233
Tabla 4.2.18.	Potencial de Energías Limpias.....	234
Tabla 4.4.1.	Programa indicativo para la instalación de centrales eléctricas 2017-2031	239
Tabla 4.4.2.	Capacidad adicional por situación del proyecto y tecnología 2017-2031	265
Tabla 4.4.3.	Capacidad adicional por situación del proyecto y modalidad 2017-2031.....	265
Tabla 4.4.4.	Capacidad adicional por modalidad y tecnología 2017-2031.....	266
Tabla 4.4.5.	Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2017-2031	267
Tabla 4.4.6.	Evolución de las adiciones de capacidad por modalidad 2017-2031.....	268
Tabla 4.4.7.	Evolución de las adiciones de capacidad por entidad federativa 2017-2031.....	275
Tabla 4.4.8.	Evolución de las adiciones de capacidad por región de control 2017-2031	276
Tabla 4.4.9.	Programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2017-2031.....	276
Tabla 4.5.1.	Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2017-2031	283
Tabla 4.5.2.	Evolución de la generación de energía eléctrica 2017-2031	284
Tabla 4.6.1.	Consumo de combustible 2017-2031.....	287
Tabla 4.7.1.	Emisiones GEI del sector eléctrico por tecnología 2017-2031	287
Tabla 4.9.1.	Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031	288
Tabla 5.2.1.	Proyectos de transmisión que forman parte del PRODESEN 2017-2031.....	333
Tabla 5.2.2.	Proyectos de transformación que forman parte del PRODESEN 2017-2031	345

Tabla 5.2.3.	Proyectos de compensación que forman parte del PRODESEN 2017-2031	355
Tabla 6.1.2.	Monto de inversión para la adquisición de medidores.....	364
Tabla 6.2.2.	Obras para reducción de pérdidas técnicas 2017.....	365
Tabla 6.2.3.	Metas del proyecto regularización de colonias populares 2017-2021.....	365
Tabla 6.3.1.	Indicadores operativos de las RGD.....	365
Tabla 6.3.2.	Avance y metas de confiabilidad.....	366
Tabla 6.4.1.	Inversión e infraestructura de medición para el mercado eléctrico 2017-2020	366
Tabla 6.4.2.	Desglose de inversión, medición para el mercado eléctrico	367
Tabla 6.5.1.	Medidores y monto de inversión de los proyectos AMI.....	367
Tabla 7.1.1.	Evolución de la inversión estimada por concepto 2017-2031	368
Tabla 7.1.2.	Evolución de la inversión estimada en generación por tecnología 2017-2031.....	368
Tabla 7.1.3.	Evolución de la inversión estimada en generación por modalidad 2017-2031.....	369
Tabla 7.1.4.	Evolución de la inversión estimada en generación por región de control 2017-2031.....	369
Tabla 7.1.5.	Evolución de la inversión estimada en generación por entidad federativa 2017-2031	370
Tabla 7.2.1.	Evolución de la inversión estimada en ampliación y modernización de transmisión 2017-2031	371
Tabla 7.2.2.	Evolución de la inversión estimada en ampliación de transmisión por componente 2017-2031	372
Tabla 7.3.1.	Evolución de la inversión estimada en distribución 2017-2031.....	373

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.3.1.	Tasa media de crecimiento anual 2006-2016.....	16
Gráfico 1.3.2.	Evolución del crecimiento del PIB total y de la industria eléctrica 2006-2016.....	16
Gráfico 1.3.3.	Consumo energético por combustible	17
Gráfico 1.3.4.	Participación de la electricidad en el consumo final de energía por sector	17
Gráfico 1.3.5.	Distribución del consumo de energía eléctrica en la producción interna.....	17
Gráfico 1.4.1.	Requisitos de CEL.....	19
Gráfico 1.4.2.	Precios en subastas de energía solar fotovoltaica.....	22
Gráfico 2.1.1.	Capacidad instalada.....	25
Gráfico 2.1.2.	Capacidad instalada por tipo de tecnología 2016.....	25
Gráfico 2.2.1.	Generación de energía eléctrica	27

Gráfico 2.2.2.	Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2016.....	28
Gráfico 3.1.1.	Consumo bruto mensual del SEN 2016	56
Gráfico 3.1.2.	Demanda máxima mensual instantánea e integrada del SIN 2016.....	56
Gráfico 3.3.1.	Curva de demanda horaria del SIN 2016.....	64
Gráfico 3.3.2.	Curva de demanda horaria del SIN 2022.....	65
Gráfico 4.1.5.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima del SIN 2017-2031.....	72
Gráfico 4.1.6.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima de Baja California 2017-2031.....	72
Gráfico 4.1.7.	Crecimiento anual esperado de la demanda máxima de Baja California Sur 2017-2031.....	72
Gráfico 4.1.8.	Crecimiento anual esperado del consumo bruto del SEN 2017-2031.....	72
Gráfico 4.4.1.	Participación en la capacidad adicional por tipo de tecnología 2017-2031.....	79
Gráfico 4.4.2.	Capacidad adicional por estatus 2017-2031.....	79
Gráfico 4.4.3.	Capacidad adicional por modalidad 2017-2031.....	80
Gráfico 4.4.4.	Retiro de capacidad por tecnología 2017-2031.....	81
Gráfico 4.5.1.	Capacidad total en operación 2031.....	83
Gráfico 4.5.2.	Capacidad total en operación por tipo de tecnología en 2022 y 2031.....	83
Gráfico 4.5.3.	Generación total por tipo de tecnología en 2022 y 2031.....	84
Gráfico 4.5.4.	Evolución de la generación de energía eléctrica 2017-2031.....	84
Gráfico 4.8.1.	Reservas de planeación en el SIN.....	86
Gráfico 4.8.2.	Reservas de planeación en SIBC y SIBCS.....	87
Gráfico 4.9.1.	Estructura de costos del SEN.....	87
Gráfico 4.9.2.	Costos del SEN 2017-2031.....	88
Gráfico 4.10.1.	Capacidad Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	91
Gráfico 4.10.2.	Capacidad Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	91
Gráfico 4.10.3.	Generación Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	92
Gráfico 4.10.4.	Generación Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	92
Gráfico 4.10.5.	Costos Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	93
Gráfico 4.10.6.	Costos Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	93
Gráfico 4.10.7.	Inversión Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	94
Gráfico 4.10.8.	Inversión Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	94
Gráfico 4.10.9.	Precios Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	94
Gráfico 4.10.10.	Precios Escenarios de Coyuntura 2017-2031.....	94
Gráfico 4.10.11.	Emisiones GEI Escenarios Unidireccionales 2017-2031.....	95

Gráfico 4.10.12. Emisiones GEI Escenarios de Coyuntura 2017-2031	92
Gráfico 6.1. Interrelación de objetivos particulares y REI.....	118
Gráfico 6.2.1. Evolución y meta de pérdidas de energía en distribución 2002-2019	121
Gráfico 6.2.2. Evolución de las pérdidas de energía 2013-2016.....	121
Gráfico 6.3.1. Causas principales que afectan los indicadores de confiabilidad de las RGD.....	122
Gráfico 6.5.1. Principales módulos de una red eléctrica inteligente.....	128
Gráfico 7.1.1. Inversión estimada en el sector eléctrico, por actividad 2017-2031.....	129

ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)

Gráfico 3.1.3. Correlación entre diversos factores incluidos en el pronóstico de demanda.....	192
Gráfico 3.3.3. Curva de demanda horaria de Baja California 2016	208
Gráfico 3.3.4. Curva de demanda horaria de Baja California 2022	208
Gráfico 3.3.5. Curva de demanda horaria de Baja California Sur 2016.....	209
Gráfico 3.3.6. Curva de demanda horaria de Baja California Sur 2022.....	209
Gráfico 3.3.7. Curva de demanda horaria de Mulegé 2016.....	210
Gráfico 3.3.8. Curva de demanda horaria de Mulegé 2022	210
Gráfico 4.1.1. Producto Interno Bruto: real y pronosticado 2006-2031	214
Gráfico 4.1.2. Trayectorias de pronósticos del Producto Interno Bruto (Escenarios de planeación)	214
Gráfico 4.1.3. Precios de combustibles 2017-2031 (Escenario de planeación).....	215
Gráfico 4.1.4. Trayectorias de pronósticos de precios de combustibles (Escenarios de planeación).....	216
Gráfico 4.1.9. Trayectorias de pronósticos de demanda máxima integrada del SIN (Escenarios de planeación).....	217
Gráfico 4.2.1. Factor de planta mensual por región de control.....	220
Gráfico 4.2.2. Factor de planta mensual de las hidroeléctricas mayores (con regulación).....	220
Gráfico 4.2.3. Curvas de aprendizaje.....	224
Gráfico 4.2.4. Trayectoria de las Metas de Energías Limpias 2017-2031.....	234
Gráfico 4.6.1. Consumo de combustibles 2017-2031.....	285
Gráfico 4.7.1. Emisiones GEI sector eléctrico 2017-2031.....	285
Gráfico 4.7.2. Mitigación de emisiones GEI del sector eléctrico 2017-2031.....	286

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 2.1.1.	Capacidad instalada por entidad federativa 2016	27
Mapa 2.2.1.	Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa 2016.....	29
Mapa 2.2.2.	Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2016.....	30
Mapa 2.6.1.	Red troncal de transmisión del SEN 2016.....	43
Mapa 2.6.2.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016.....	43
Mapa 2.6.3.	Longitud de las líneas de transmisión (230 y 400 kV) por entidad federativa 2016	44
Mapa 2.7.1.	Interconexiones transfronterizas 2016.....	49
Mapa 2.8.1.	Unidades de negocio de distribución.....	50
Mapa 2.8.2.	Kilómetros de líneas por unidad de negocio de distribución.....	51
Mapa 2.8.3.	Capacidad de las subestaciones de distribución por unidad de negocio.....	52
Mapa 2.8.4.	Capacidad de los transformadores de distribución por unidad de negocio.....	53
Mapa 3.1.1.	Distribución del consumo por región de control 2016.....	57
Mapa 3.1.2.	Demanda máxima integrada por región de control 2016	57
Mapa 3.3.1.	Crecimiento medio anual del consumo por región de control 2017-2031 (escenario de planeación).....	63
Mapa 3.3.2.	Crecimiento medio anual de la demanda máxima integrada por región de control 2017-2031 (escenario de planeación).....	63
Mapa 3.3.3.	Factor de carga medio por región de transmisión (2017-2022).....	64
Mapa 4.1.1.	Regiones de control del SEN	69
Mapa 4.1.2.	Regiones de transmisión del SEN	70
Mapa 4.4.1.	Capacidad adicional por entidad federativa 2017-2031.....	81
Mapa 4.4.13.	Retiro de capacidad por entidad federativa 2017-2031.....	82

ÍNDICE DE MAPAS (ANEXOS)

Mapa 1.4.1.	Centrales asignadas a CFE Generación I.....	135
Mapa 1.4.2.	Centrales asignadas a CFE Generación II.....	136
Mapa 1.4.3.	Centrales asignadas a CFE Generación III.....	137
Mapa 1.4.4.	Centrales asignadas a CFE Generación IV.....	138

Mapa 1.4.5.	Centrales asignadas a CFE Generación V.....	139
Mapa 1.4.6.	Centrales asignadas a CFE Generación VI.....	140
Mapa 1.4.7.	Esquemas para energías limpias en el mundo.....	141
Mapa 1.4.8.	Resultados de la primera subasta de largo plazo en México 2015.....	142
Mapa 1.4.9.	Resultados de la primera subasta de largo plazo en México 2016.....	142
Mapa 2.3.1.	Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado 2016.....	159
Mapa 2.3.2.	Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales 2016.....	161
Mapa 2.3.3.	Capacidad y generación en centrales carboeléctricas y lecho fluidizado 2016.....	163
Mapa 2.3.4.	Capacidad y generación en centrales turbogás 2016.....	164
Mapa 2.3.5.	Capacidad y generación en centrales de combustión interna 2016.....	168
Mapa 2.3.6.A.	Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas 2016.....	173
Mapa 2.3.6.B.	Cuencas de las regiones hidrológicas administrativas.....	174
Mapa 2.3.7.	Capacidad y generación en centrales nucleoelectricas 2016.....	176
Mapa 2.3.8.	Capacidad y generación en centrales eólicas 2016.....	177
Mapa 2.3.9.A.	Capacidad y generación en centrales geotermoeléctricas 2016.....	178
Mapa 2.3.9.B.	Permisos y concesiones otorgados en geotermia.....	179
Mapa 2.3.10.	Capacidad y generación en centrales solares 2016.....	180
Mapa 2.3.11.	Capacidad y generación en centrales que utilizan bioenergía 2016.....	181
Mapa 2.3.12.	Capacidad y generación en centrales de cogeneración eficiente 2016.....	183
Mapa 4.1.3.	Red nacional de gasoductos.....	213
Mapa 4.2.1.	Rehabilitación y modernización de centrales eléctricas-CFE.....	217
Mapa 4.2.2.	Programa de conversión a dual-CFE.....	218
Mapa 4.2.3.	Factores de planta eólicos por región de transmisión.....	221
Mapa 4.2.4.	Factores de planta solar por región de transmisión.....	221
Mapa 4.2.5.	Potencial de recurso geotérmico.....	235
Mapa 4.2.6.	Zonas con alta calidad eólica.....	235
Mapa 4.2.7.	Zonas con alta calidad solar.....	236
Mapa 4.2.8.	Sitios con alta calidad de biomasa.....	236
Mapa 4.2.9.	Zonas con exclusiones ambientales.....	237
Mapa 4.2.10.	Zonas con exclusiones sociales.....	237
Mapa 4.2.11.	Zonas con presencia indígena.....	238
Mapa 4.2.12.	Zonas lejanas a la RNT (> 20 Km).....	238

Mapa 4.4.2.	Capacidad adicional en centrales termoeléctricas convencionales 2017-2031.....	269
Mapa 4.4.3.	Capacidad adicional en centrales de combustión interna 2017-2031.....	269
Mapa 4.4.4.	Capacidad adicional en centrales de turbogás 2017-2031.....	270
Mapa 4.4.5.	Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2017-2031.....	270
Mapa 4.4.6.	Capacidad adicional en centrales carboeléctricas, lecho fluidizado y nucleoelectricas 2017-2031	271
Mapa 4.4.7.	Capacidad adicional en centrales eólicas 2017-2031.....	271
Mapa 4.4.8.	Capacidad adicional en centrales fotovoltaicas y termosolar 2017-2031.....	272
Mapa 4.4.9.	Capacidad adicional en centrales geotermoeléctricas 2017-2031.....	272
Mapa 4.4.10.	Capacidad adicional en centrales hidroeléctricas 2017-2031	273
Mapa 4.4.11.	Capacidad adicional en centrales de bioenergía 2017-2031.....	273
Mapa 4.4.12.	Capacidad adicional en centrales de cogeneración eficiente 2017-2031	274

INTRODUCCIÓN

1.1. Marco Regulatorio

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

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

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 2017-2031 (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) y al Programa Especial para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE) (ver Anexo, Tabla 1.1.1.).

1.2. Alcance

El PRODESEN contiene la planeación de la infraestructura eléctrica para los próximos 15 años, resultado de la coordinación del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas con los Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

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

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

b. Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Son el resultado del proceso centralizado de la planeación de la Red

¹ Diario Oficial de la Federación (DOF), 20 de diciembre de 2013.

² DOF, 11 de agosto de 2014.

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 o modificaciones necesarias para 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.

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

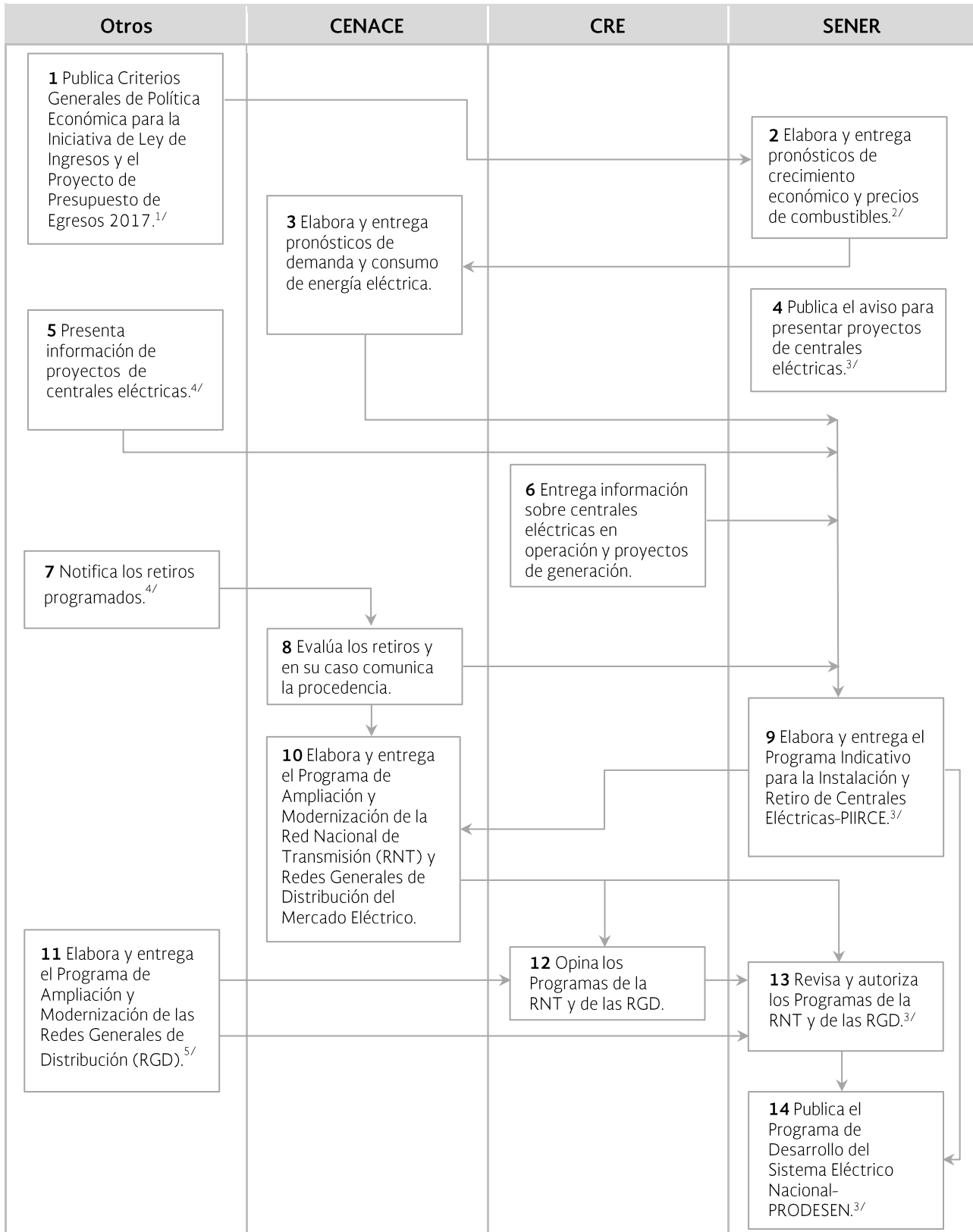
El presente documento da continuidad a la planeación iniciada por la SENER el 30 de junio de 2015, mediante la publicación del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015-2029.

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

El PRODESEN tiene entre sus principales objetivos:

- Garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional.
- Promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con las Metas de Energías Limpias.
- Incentivar una expansión eficiente de la infraestructura eléctrica bajo el principio de menor costo total para el SEN, sujeto a los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de la red eléctrica.

TABLA 1.2.1. 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.

1.3. 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 mejores³ productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico.

Asimismo, la energía eléctrica es un bien final indispensable para los consumidores. Garantizar el abasto de electricidad de forma continua y segura, permite el acceso a bienes y servicios 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.

La industria eléctrica (la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica⁴) ha aumentado su participación en el PIB nacional, hasta alcanzar un promedio de 1.9% en la última década (ver Anexo, Tabla 1.3.1.).

El crecimiento de la industria eléctrica muestra mayor dinamismo comparado con otras actividades económicas y con el de la economía en su conjunto. De 2006 a 2016, creció a una tasa promedio anual de 4.1% en comparación con el 2.1% 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

³ 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.

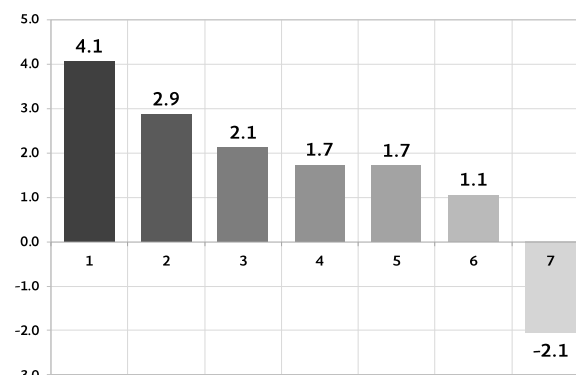
⁴ De acuerdo con la clasificación del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN, 2013), el subsector de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica comprende las unidades económicas dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución (suministro) de energía eléctrica de manera integrada, sin importar el tipo de planta en que haya sido generada, así como el suministro de energía eléctrica. También incluye a la generación de energía eléctrica sin realizar suministro.

de menor amplitud comparada con la del PIB nacional, dado que se trata de un bien de primera necesidad (ver Gráfico 1.3.2.).

Por ello, cuando hay crecimiento de la economía, la industria eléctrica crece en mayor proporción porque impulsa a las actividades productivas del país y satisface las necesidades de un mayor número de usuarios de electricidad; en cambio, cuando existen tasas decrecientes en la economía, la industria eléctrica reciente en menor medida dicho desaceleración.

GRÁFICO 1.3.1. TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL 2006-2016

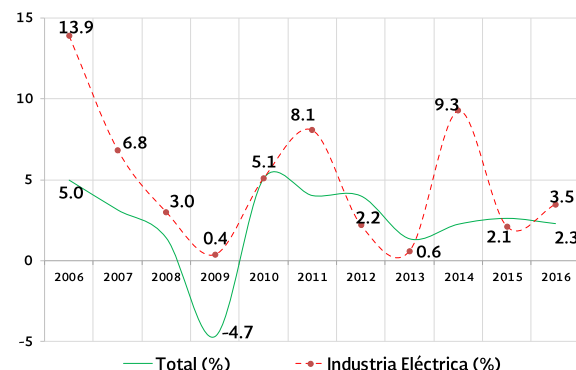
(Porcentaje)



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 del BIE, INEGI 2016.

GRÁFICO 1.3.2. EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB TOTAL Y DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2006-2016

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos preliminares del BIE, INEGI 2016.

En la última década, la industria eléctrica ha registrado tasas de crecimiento positivas y superiores al PIB nacional; no así en los años 2012, 2013 y 2015, en que la industria eléctrica padeció por la

desaceleración de la actividad industrial y de la economía nacional, a consecuencia del débil ritmo de crecimiento en los mercados mundiales.

La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 18% del consumo energético nacional (ver Gráfico 1.3.3.). Representa el 20% del consumo de energía final del sector agropecuario, el 34% del consumo de energía de la industria y el 33% del consumo final de energía de los sectores residencial, comercial y público en conjunto (ver Gráfico 1.3.4.).

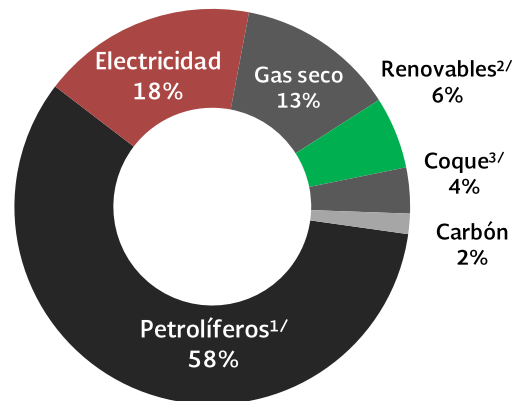
Con la finalidad de conocer el impacto de la industria eléctrica en la estructura productiva del país y de acuerdo con la Matriz Insumo Producto 2012 dada a conocer por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), se identificaron los usos de la energía eléctrica en los procesos productivos⁵. Del total de la producción de la industria eléctrica, el 58.2% se destina a las actividades terciarias, las actividades secundarias y las actividades primarias consumen 39.7% y 2.1% respectivamente (ver Gráfico 1.3.5.).

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

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

GRÁFICO 1.3.3. CONSUMO ENERGÉTICO POR COMBUSTIBLE

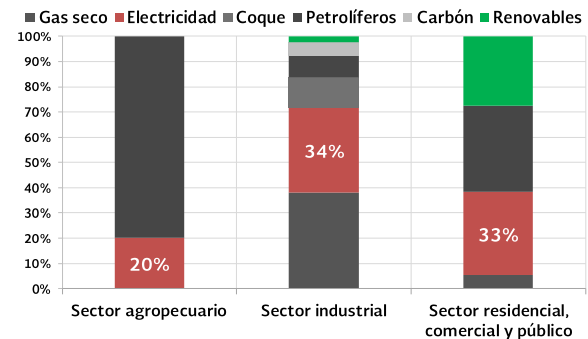
(Porcentaje)



^{1/} Toma en cuenta GLP, gasolinas y naftas, querosenos, diésel y combustible. ^{2/} Considera leña, bagazo de caña y solar. ^{3/} Considera coque de carbón y petróleo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de 2015, Sistema de Información Energética (SIE).

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

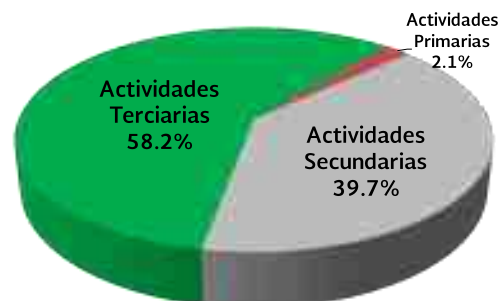
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de 2015, 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 2012, INEGI.

⁵ Bajo el supuesto de que en el corto plazo no se presentan cambios tecnológicos importantes, de acuerdo al Modelo Básico de Insumo-Producto. (SCNM, INEGI 2012).

Competitividad

México, a nivel mundial se ubica en el lugar 51 de 138 economías, de acuerdo con el Índice de Competitividad Global 2016-2017 del Foro Económico Global (WEF por sus siglas en inglés)⁶. En materia de electricidad, el país se posicionó en el lugar 68 por la calidad de suministro de energía eléctrica, escaló cinco posiciones respecto al periodo 2015-2016, lo que permitió alcanzar una calificación de 4.9 de una máxima de 7 (ver Anexo, Tabla 1.3.4.).

Asimismo, México se ubica en el lugar 44 de 127 países en el Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética 2017 del WEF⁷, el cual mide el acceso y seguridad energética, sustentabilidad y contribución al crecimiento económico. La clasificación de México es sobresaliente, se logró escalar 15 posiciones en comparación con su desempeño medido en 2009.

En materia de obtención de electricidad, México se encuentra en el sitio 98 de 190 economías, según reporta Doing Business 2017, publicado por el Banco Mundial⁸; sin embargo, retrocedió 26 posiciones respecto al reporte de 2016⁹, lo cual indica que no se ha logrado superar a Argentina, Colombia o Brasil, este último se encuentra 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 recomienda a los gobiernos del mundo implementar medidas reglamentarias y prácticas que contribuyan al desarrollo de un mercado eléctrico que permita el suministro confiable de electricidad y determinación transparente y eficiente de precios de la electricidad, elementos clave para abrir nuevas oportunidades de inversión y promover el crecimiento económico.

⁶ The Global Competitiveness Report 2016-2017: http://www3.weforum.org/docs/GCR2016-2017/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2016-2017_FINAL.pdf.

⁷ <http://reports.weforum.org/global-energy-architecture-performance-index-2017/>

⁸ Doing Business 2017: http://espanol.doingbusiness.org/~/_media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB17-Full-Report.pdf.

⁹ 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.

1.4. Avances y resultados de la Reforma Energética en materia de Electricidad¹⁰

Principales regulaciones emitidas 2016 y 2017

Acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad. En apego a los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) –emitidos por la SENER el 11 de enero de 2016–, el Consejo de Administración de la CFE aprobó la creación de: seis Empresas Subsidiarias de Generación, una Empresa Subsidiaria de Transmisión, una Empresa Subsidiaria de Distribución, una Empresa Subsidiaria de Suministro Básico, una Empresa Filial de Contratos de Interconexión Legados y una Empresa Filial de Suministro Calificado. El 29 de marzo de 2016, la CFE emitió los acuerdos de creación de nueve empresas productivas subsidiarias (EPS).

Los acuerdos emitidos establecen las funciones, responsabilidades, organización, integración y funcionamiento del Consejo de Administración, así como las facultades del Director General de cada una de las EPS.

TÉRMINOS para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad. Emitidos por la SENER el 4 de noviembre de 2016, definen las centrales eléctricas y demás instalaciones que la CFE debe asignar a cada una de las empresas productivas subsidiarias (EPS) de generación eléctrica; los contratos que les corresponderá administrar y las centrales eléctricas que, en virtud de los contratos, les corresponderá representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Lo anterior conforme a lo establecido en los TESL.

Bajo estos TÉRMINOS, se asignaron 43 centrales eléctricas a CFE Generación I, que representa el 11% de la capacidad instalada en el SEN al cierre de 2016. Predominan las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas (ver Anexo, Mapa 1.4.1.).

CFE Generación II recibió 33 centrales eléctricas, de las cuales 30 se encuentran en operación y tres en proyecto. La capacidad instalada de las centrales en

¹⁰ Ver Anexo, Tabla 1.4.1.

operación asignadas a la EPS equivale al 12% de la capacidad total en el SEN (ver Anexo, Mapa 1.4.2.).

CFE Generación III tiene a su cargo 34 centrales eléctricas, unidades móviles y unidades de emergencia en operación, que representan el 12% de la capacidad instalada en México, sobresalen las centrales termoeléctricas (ver Anexo, Mapa 1.4.3.).

A CFE Generación IV, se asignaron 15 centrales eléctricas en operación, equivalente al 10% de la capacidad instalada al cierre de 2016, más 4 proyectos de generación eléctrica y otro de repotenciación (ver Anexo, Mapa 1.4.4.).

CFE Generación V es la empresa responsable de administrar las centrales licitadas o por licitar bajo el esquema de Productor Independiente de Energía. Al cierre de 2016 operaban 29 centrales eléctricas bajo este esquema, una más se encontraba en fase de pruebas (Baja California III), tres proyectos de centrales ciclo combinado licitados y dos de centrales ciclo combinado y eólica en desarrollo (ver Anexo, Mapa 1.4.5.).

CFE Generación VI administra 56 centrales eléctricas en operación y tiene a su cargo el desarrollo de siete proyectos de generación eléctrica (ver Anexo, Mapa 1.4.6.).

Los TÉRMINOS señalan que la EPS Generación III debe representar a la central nucleoelectrica Laguna Verde en el MEM, en caso de que así lo decida la CFE Corporativo.

AVISO por el cual se da a conocer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2020, 2021 y 2022, establecidos por la Secretaría de Energía. 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 el 2018 y 2019, los cuales fueron una variable de decisión para las dos primeras

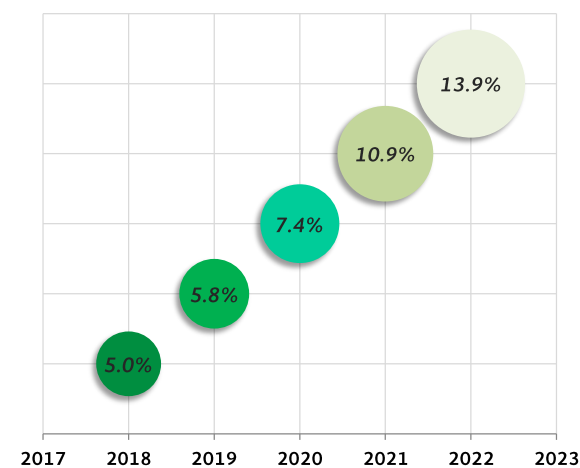
Subastas de Largo Plazo; en conjunto se logró la asignación de 14.7 millones de CEL, es decir, el 39% y 56% de las obligaciones a cumplir en 2018 y 2019, respectivamente.

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 1.4.1.).

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 próximo mercado de CEL en 2018.

La experiencia internacional demuestra que los CEL son esquemas que permiten cumplir con los objetivos de transición energética al menor costo para el sistema eléctrico. Actualmente, diversos países, como Australia, Chile, Estados Unidos, India, Italia, Japón, Reino Unido y Perú, utilizan este instrumento para promover las Energías Limpias (ver Anexo, Mapa 1.4.7.).

GRÁFICO 1.4.1. REQUISITOS DE CEL
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Manuales del Mercado. 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.
- 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.

Instrumentos emitidos por la CRE

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

- *Modelos de contratos y convenios:*
 - a. Modelos de contrato provisional de interconexión.
 - b. Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes.
 - c. Modelo de contrato de interconexión para centrales eléctricas interconectadas a la Red

Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.

- d. Modelo de contrato de interconexión para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.
- e. Modelo de contrato de interconexión para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.
- f. Modelo de contrato de interconexión legado para permisionario de exportación de energía eléctrica, a través de una central eléctrica ubicada en el territorio nacional.
- g. Modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.
 - *Metodología* para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP).
 - *Criterios* bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.
 - *Términos generales* respecto a las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista que debe publicar el Centro Nacional de Control de Energía dentro de los 60 días naturales siguientes al día de que se trate.
 - *Elementos* de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.
 - *Criterio* para determinar los proyectos de generación de energía eléctrica que, por sus características, requieren de una ubicación específica de conformidad con el artículo 71 de la Ley de la Industria Eléctrica.

- *Criterios administrativos* para dar cumplimiento al artículo Décimo Tercero Transitorio, fracción I, inciso c) de la Ley de la Industria Eléctrica.
- *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.

Instrumentos emitidos por el CENACE

En cuanto al desempeño del MEM, y de las actividades de interconexión y operación de las redes, el CENACE ha publicado los siguientes instrumentos:

- Tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el año 2017.
- Tecnología de Generación de Referencia.

Tarifas

La CFE publicó la actualización de tarifas para el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, aplicables al año 2017.

Subastas de Largo Plazo

A nivel internacional, las subastas son una herramienta de gran éxito, porque en 2016 al menos 67 países llevaron a cabo subastas para la adquisición de energía renovable, como Argentina, Australia, Brasil, Canadá, Chile, Emiratos Árabes Unidos, Francia, India, Reino Unido, Rusia, Sudáfrica, entre otros.

En el MEM de México, las subastas permiten que los Suministradores de Servicios Básicos, en principio, celebren contratos de cobertura eléctrica de largo plazo, de forma competitiva y en condiciones de prudencia, para satisfacer las necesidades de Energía Eléctrica (MWh), Potencia (MW) y de CEL, conforme a los requisitos que establece la CRE.

A la fecha, se han realizado dos subastas de largo plazo con éxito y reconocimiento internacional por lograr precios más competitivos comparados, en los dos últimos años, con los alcanzados en países latinoamericanos como Brasil, Chile y Perú.

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

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 países como Alemania, Argentina, Brasil, Francia, India y Sudáfrica (ver Gráfico 1.4.2.).

Los proyectos ganadores de la SLP-1/2015 representan una inversión de 2.6 mil millones de dólares, realizadas por 11 empresas originarias de Canadá, China, España, Estados Unidos de América, Francia, Italia y México.

Los proyectos ganadores se localizan en los estados de Aguascalientes, Baja California Sur, Coahuila, Guanajuato, Jalisco, Tamaulipas y Yucatán, adicionarán el equivalente a 2.8% de la capacidad instalada en el país en el 2016, es decir, 2,085 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de Energía Limpia (ver Anexo, Mapa 1.4.8.).

Los proyectos solares entregarán el 74.3% de la energía eléctrica contratada, y el 25.7% restante lo generará los proyectos eólicos. En conjunto, la energía comprometida representa el 1.7% de la generación total anual del SEN.

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, 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 millones de dólares, asignados a 23 empresas de los siguientes países: Alemania, China, Corea, Estados Unidos de América,

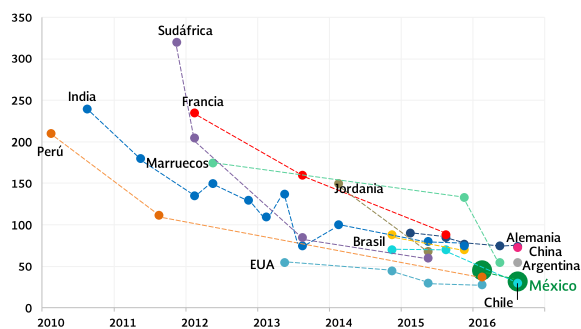
España, Francia, Italia, México, Países Bajos, Portugal y Reino Unido.

Los 12 estados seleccionados para la inversión en los proyectos ganadores de la SLP-1/2016 son: Tamaulipas, Aguascalientes, Sonora, San Luis Potosí, Oaxaca, Nuevo León, Chihuahua, Coahuila, Guanajuato, Puebla, Morelos y Baja California, mismos que adicionarán el equivalente a 4.0% de la capacidad instalada en el país en el 2016, es decir, 2,916 MW disponibles para generar energía eléctrica a partir de tecnologías de Energía Limpia¹¹ (ver Anexo, Mapa 1.4.9.). La energía comprometida representa el 2.8% la generación total anual del SEN.

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

En resumen, en los próximos dos años, iniciarán operación 52 nuevas centrales de generación eléctrica a partir de fuentes de energía solar, eólica y geotérmica¹², mismas que adicionarán 5 mil MW de capacidad eléctrica en 15 estados del país y concretarán una inversión acumulada de 6.6 mil millones de dólares.

GRÁFICO 1.4.2. PRECIOS EN SUBASTAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (USD\$/MWh)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés).

¹¹ Se excluye la capacidad de las centrales que entregarán únicamente Potencia, así como las hidroeléctricas, ya que actualmente se encuentran en operación.

¹² Se excluye la capacidad de las centrales que entregarán únicamente Potencia, así como las hidroeléctricas, ya que actualmente se encuentran en operación.

Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

En el primer año de operación del mercado de energía de corto plazo, se han integrado de forma gradual 23 participantes: 19 Generadores, 1 Suministrador de Servicios Básicos y 3 Suministradores de Servicios Calificados.

Por otra parte, el 28 de febrero de 2017 el CENACE dio a conocer los resultados del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) para el año de producción 2016. 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 1.4.2.).

Con los resultados del MBP, se busca incentivar el desarrollo de nueva capacidad de generación para el SEN en la medida que esta 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 1.4.2. RESULTADOS DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

Zona de Potencia	Precio de Potencia (\$ pesos/MW-año)	Monto total a liquidarse (\$ pesos)
Sistema Eléctrico Nacional (SIN)	1,207,324	47,537,724,820
Baja California (BC)	2,507,456	6,094,262,340
Baja California Sur (BCS)	1,240,146	683,549,687

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Compromisos de México con el Mundo

La Reforma Energética de México se ha calificado como una de las reformas más audaces e innovadoras a nivel mundial, su trascendencia empieza a materializarse a través de los resultados que se han reportado desde su inicio en 2013.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), la competencia es el ingrediente clave en el proceso de transformación del sistema energético inherente a la Reforma Energética, así los retos se centran en garantizar la

capacidad para transitar hacia un mercado competitivo, eficiente y transparente.

La IEA evalúa que la Reforma Energética de México impulsará la participación de fuentes de energía renovable en el sector eléctrico, incrementará la eficiencia energética y retardará el crecimiento de las emisiones de CO₂¹³.

Con base en estas premisas, México ratificó sus Compromisos INDC¹⁴ por reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y propiciar la transición del sector eléctrico, en el marco del Acuerdo de París sobre Cambio Climático, el pasado 21 de septiembre de 2016.

¹³ World Energy Outlook:
<http://www.worldenergyoutlook.org/mexico/>

¹⁴ Contribución Prevista y Determinada (INDC por sus siglas en inglés).



INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1. Capacidad instalada

En 2016, la capacidad instalada del SEN fue de 73,510 MW, 71.2% corresponde a centrales eléctricas convencionales¹⁵ y 28.8% a centrales eléctricas con tecnologías limpias¹⁶. La capacidad instalada se incrementó 8.1% respecto a la capacidad registrada al cierre de 2015 (ver Gráficos 2.1.1. y 2.1.2., y Tabla 2.1.1).

La capacidad instalada de tecnologías limpias aumentó en 1,956 MW, entre 2015 y 2016, equivalente a 10.2% de incremento. El 71% de este crecimiento se debe a la instalación de nuevas centrales eólicas (930 MW) y de cogeneración eficiente (453 MW), cuyo crecimiento anual fue de 33.2% y 77.7%, respectivamente.

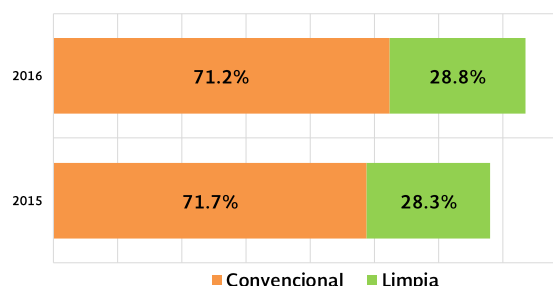
La capacidad instalada de tecnologías convencionales se incrementó en 3,530 MW, entre 2015 y 2016, equivalente a 7.2% de aumento. El 99% de este crecimiento se explica por la expansión de la capacidad de las centrales de ciclo combinado (3,232 MW) y combustión interna (267 MW), cuyo crecimiento anual fue de 13.4% y 22.5%, respectivamente.

Capacidad instalada por modalidad

En términos de las modalidades de generación vigentes, el 58.9% de la capacidad instalada corresponde a centrales eléctricas propiedad de CFE, 18.0% a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE) y el 23.1% restante a capacidad que los particulares aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos, generador¹⁷, centrales eléctricas para generación

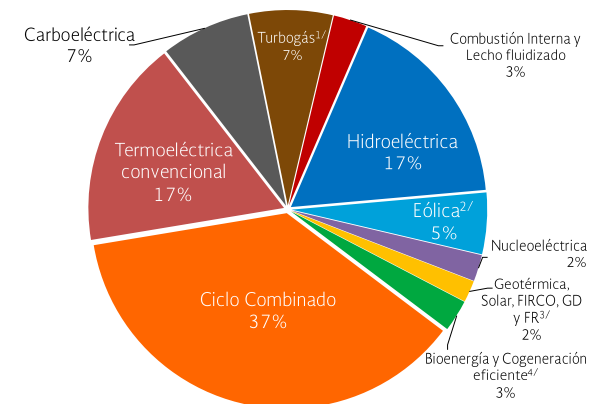
distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO¹⁸ (ver Tabla 2.1.2.).

GRÁFICO 2.1.1. 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. Datos revisados 2015. Información preliminar 2016.

GRÁFICO 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2016
(Porcentaje)



^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Incluye Generación Distribuida (GD) eólica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) Solar e Híbrida y Frenos Regenerativos (FR). ^{4/} Incluye Generación Distribuida (GD) de bioenergía. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

¹⁵ El término convencional se utiliza como sinónimo de las tecnologías térmicas convencionales.

¹⁶ De acuerdo con la definición de Energías Limpias contenida en la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (DOF 11/08/14).

¹⁷ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

¹⁸ 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 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA
(Megawatt)

Tecnología	2015 ^{1/}	2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Convencional	48,801	52,331	7.2
Ciclo combinado	24,043	27,274	13.4
Termoeléctrica convencional	12,711	12,594	-0.9
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0
Turbogás ^{4/}	4,904	5,052	3.0
Combustión Interna	1,186	1,453	22.5
Lecho fluidizado	580	580	0.0
Limpia	19,224	21,179	10.2
<i>Renovable</i>	17,124	18,529	8.2
Hidroeléctrica	12,489	12,589	0.8
Eólica	2,805	3,735	33.2
Geotérmica	884	909	2.8
Solar	56	145	157.4
Bioenergía ^{5/}	760	889	17.0
Generación Distribuida (GD)	118	248	110.6
GD Eólica	0	0	4.5
GD Solar	114	244	113.9
GD Bioenergía ^{5/}	4	4	9.5
GD Híbrida ^{6/}	0	0	0.0
FIRCO ^{7/}	13	14	8.9
<i>Otras</i>	2,100	2,651	26.2
Nucleoeléctrica	1,510	1,608	6.5
Cogeneración eficiente	583	1,036	77.7
Frenos regenerativos	7	6.61	0.0
Total^{8/}	68,025	73,510	8.1

^{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/} Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. ^{7/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información de 2016. 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 62.6% de la capacidad total instalada en México, se concentra en tres regiones de control (Oriental, Occidental y Noreste), 29.6% en cuatro regiones de control (Central, Noroeste, Norte y Peninsular) y el 7.4% restante en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. Adicionalmente, existen 262 MW de capacidad asociada a las unidades relacionadas a FIRCO y generación distribuida en diversas ubicaciones (ver Anexo, Tabla 2.1.3.).

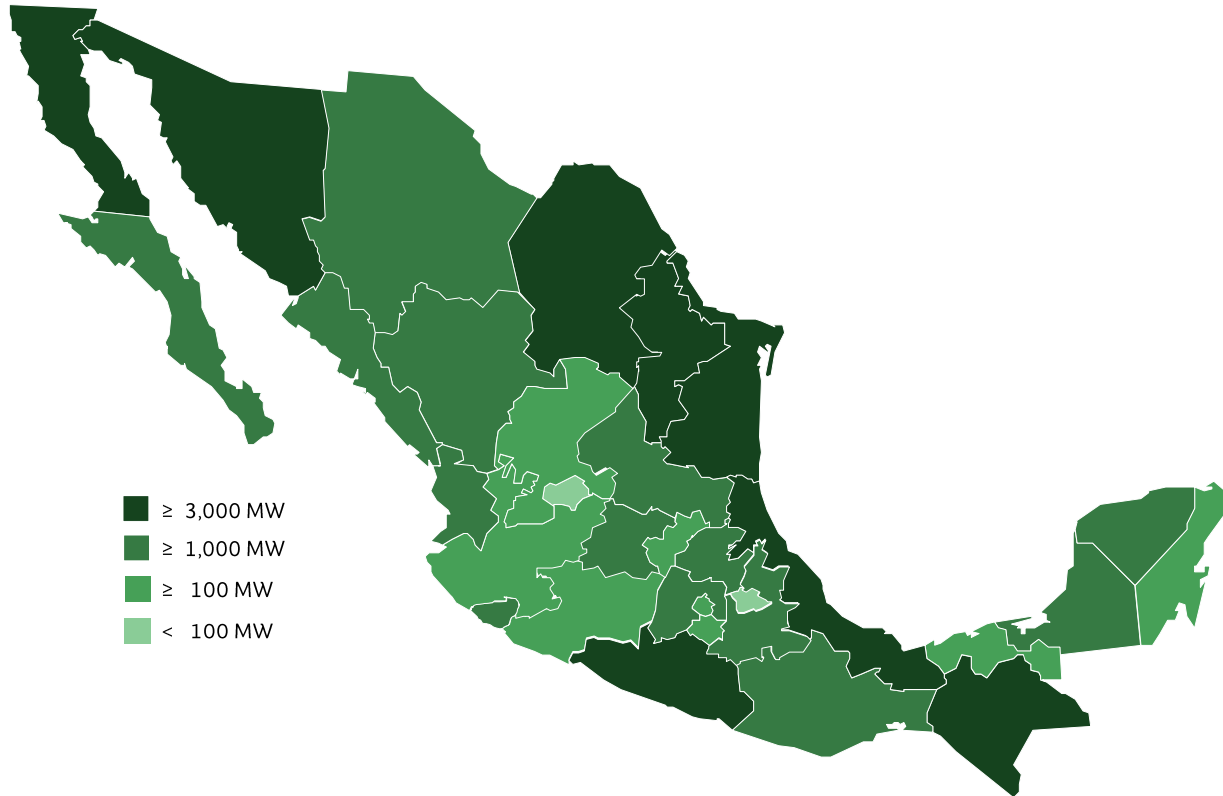
TABLA 2.1.2. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD 2016
(Megawatt)

Modalidad	Capacidad Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE^{1/}		
CFE	367	0.5
Producción Independiente	13,255	18.0
Autoabastecimiento	9,577	13.0
Pequeña Producción	106	0.1
Cogeneración	4,395	6.0
Exportación	1,549	2.1
Usos Propios Continuos	497	0.7
Modalidades conforme a la LIE^{2/}		
CFE - Generador	42,902	58.4
Generador	600	0.8
Otros		
FIRCO y GD ^{3/}	262	0.4
Total^{4/}	73,510	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 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

El 38.7% del total de la capacidad instalada se ubica en cinco entidades federativas: Veracruz, Tamaulipas, Chiapas, Guerrero y Nuevo León. En contraste, las cinco entidades con menor participación son: Aguascalientes, Tlaxcala, Zacatecas, Quintana Roo y la Ciudad de México en las cuales se localiza solo el 1.3% de la capacidad total (ver Mapa 2.1.1.).

MAPA 2.1.1. CAPACIDAD INSTALADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016



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

2.2. Generación de energía eléctrica

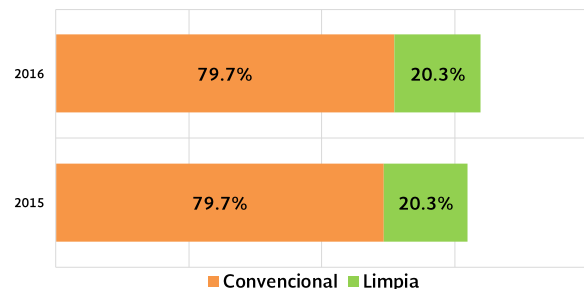
En 2016, se generaron 319,364 GWh de energía eléctrica, 3.2% más que en 2015 (9,811 GWh). El 79.7% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales (254,496 GWh) y el 20.3% restante de tecnologías limpias (64,868 GWh) (ver Gráfico 2.2.1.). El 50% de la generación proviene ciclos combinados (160,378 GWh), el 13% de térmicas convencionales (40,343 GWh), el 11% de carboeléctricas (34,208 GWh) y el 10% de hidroeléctricas (30,909 GWh).

La generación a partir de fuentes limpias registró un aumento de 1,916 GWh (3.0% más que en 2015). El 80% de la generación limpia proviene de centrales hidroeléctricas (48%), nucleoeeléctricas (16%) y eólicas (16%).

La generación eléctrica proveniente de las tecnologías convencionales se incrementó en 7,895 GWh (3.2% más que en 2015). El 79% de la generación convencional proviene de centrales de ciclo

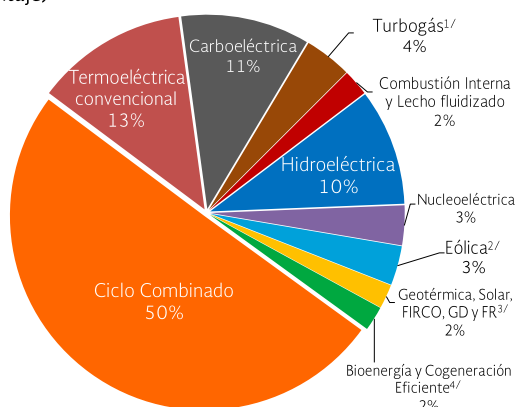
combinado (63%) y termoeléctricas convencionales (16%) (ver Gráficos 2.2.1. y 2.2.2., y Tabla 2.2.1.).

GRÁFICO 2.2.1. 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 2016.

GRÁFICO 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2016
(Porcentaje)



^{1/}Incluye plantas móviles. ^{2/}Incluye Generación Distribuida (GD) eólica. ^{3/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) Solar e Híbrida y Frenos Regenerativos (FR). ^{4/}Incluye Generación Distribuida (GD) de bioenergía. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

TABLA 2.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Gigawatt-hora)

Tecnología	2015 ^{1/}	2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Convencional	246,601	254,496	3.2
Ciclo combinado	155,185	160,378	3.3
Termoeléctrica convencional	39,232	40,343	2.8
Carboeléctrica	33,599	34,208	1.8
Turbogás ^{4/}	11,648	12,600	8.2
Combustión Interna	2,651	3,140	18.5
Lecho fluidizado	4,286	3,826	-10.7
Limpia	62,952	64,868	3.0
Renovable	47,576	49,244	3.5
Hidroeléctrica	30,892	30,909	0.1
Eólica	8,745	10,463	19.6
Geotérmica	6,331	6,148	-2.9
Solar	78	160	104.6
Bioenergía ^{5/}	1,369	1,471	7.5
Generación Distribuida (GD)	128	56	-55.8
GD Eólica	0	0	-92.2
GD Solar	112	55	-51.1
GD Bioenergía ^{5/}	16	2	-89.5
GD Híbrida ^{6/}	0	0	-96.4
FIRCO ^{7/}	33	36.12	8.3
Otras	15,376	15,624	1.6
Nucleoeléctrica	11,577	10,567.2	-8.7
Cogeneración eficiente	3,795	5,053	33.1
Frenos regenerativos	4	4	0.0
Total ^{8/}	309,553	319,364	3.2

^{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/}Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. ^{7/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). ^{8/}Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la SPTE.

Generación de energía eléctrica por modalidad

Las centrales eléctricas de CFE generaron el 54.7% de la energía eléctrica en 2016, los PIE¹⁹ aportaron el 27.8%, y el 17.5% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, usos propios continuos y generador²⁰, así como por generación distribuida y los sistemas rurales no interconectados reportados por FIRCO (ver Tabla 2.2.2.).

TABLA 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MODALIDAD 2016
(Gigawatt-hora)

Modalidad	Generación Total	Participación (%)
Modalidades conforme a la LSPEE^{1/}		
CFE	490	0.2
Producción Independiente	88,675	27.8
Autoabastecimiento	29,650	9.3
Pequeña Producción	115	0.0
Cogeneración	17,489	5.5
Exportación	6,312	2.0
Usos Propios Continuos	1,049	0.3
Modalidades conforme a la LIE^{2/}		
CFE - Generador	174,228	54.6
Generador	1,262	0.4
Otros		
FIRCO y GD ^{3/}	93	0.0
Total ^{4/}	319,364	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 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Generación de energía eléctrica por región de control y entidad federativa

En el 2016, el 62.3% de la generación eléctrica se concentró en tres regiones de control (Noreste, Oriental y Central), el 30.7% se registró en cuatro regiones de control (Norte, Occidental, Noroeste y Peninsular) y el 7.0% restante se produjo en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Los cinco estados con mayor producción de energía eléctrica fueron: Tamaulipas, Veracruz, Coahuila,

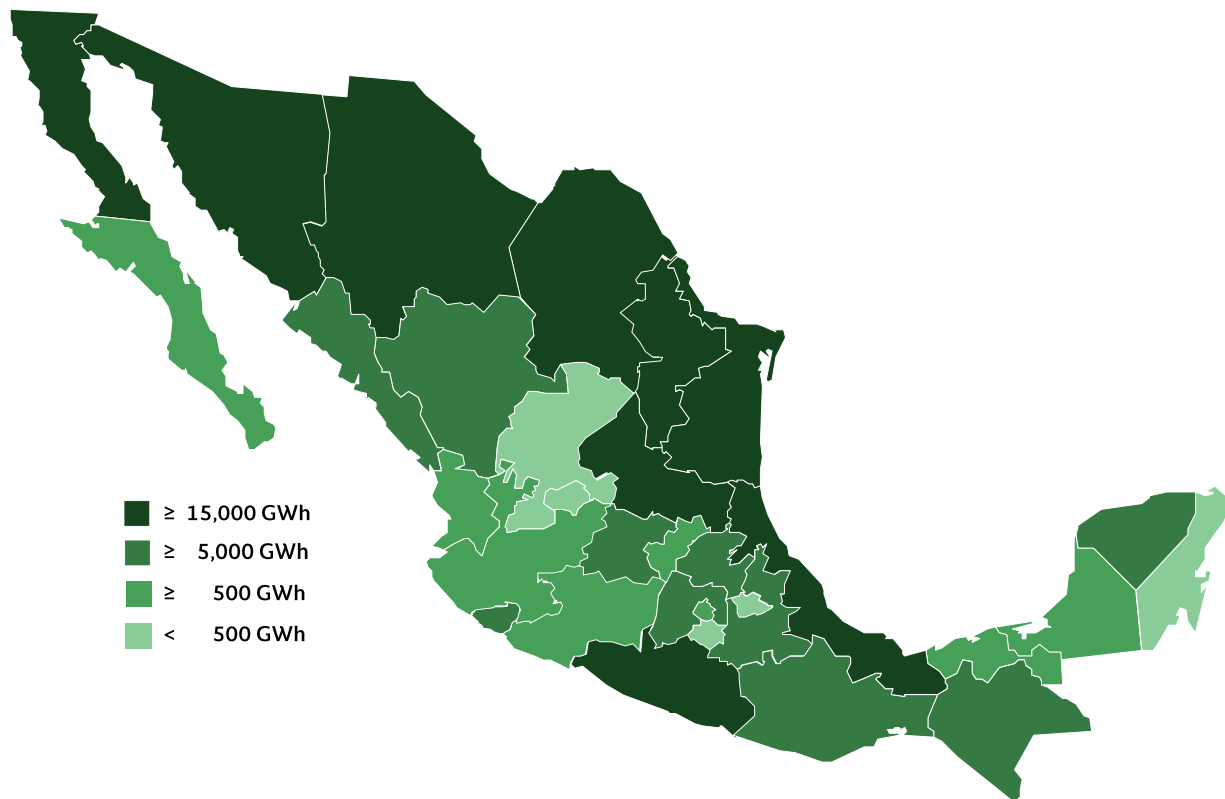
¹⁹ La generación de energía eléctrica de los PIE se destina para la venta a la CFE, por lo que excluye usos propios.

²⁰ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

Guerrero y Baja California, que en conjunto aportaron el 43.1% 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 0.3% del total de generación del SEN (ver Mapa 2.2.1.; Anexo, Tabla 2.2.3.).

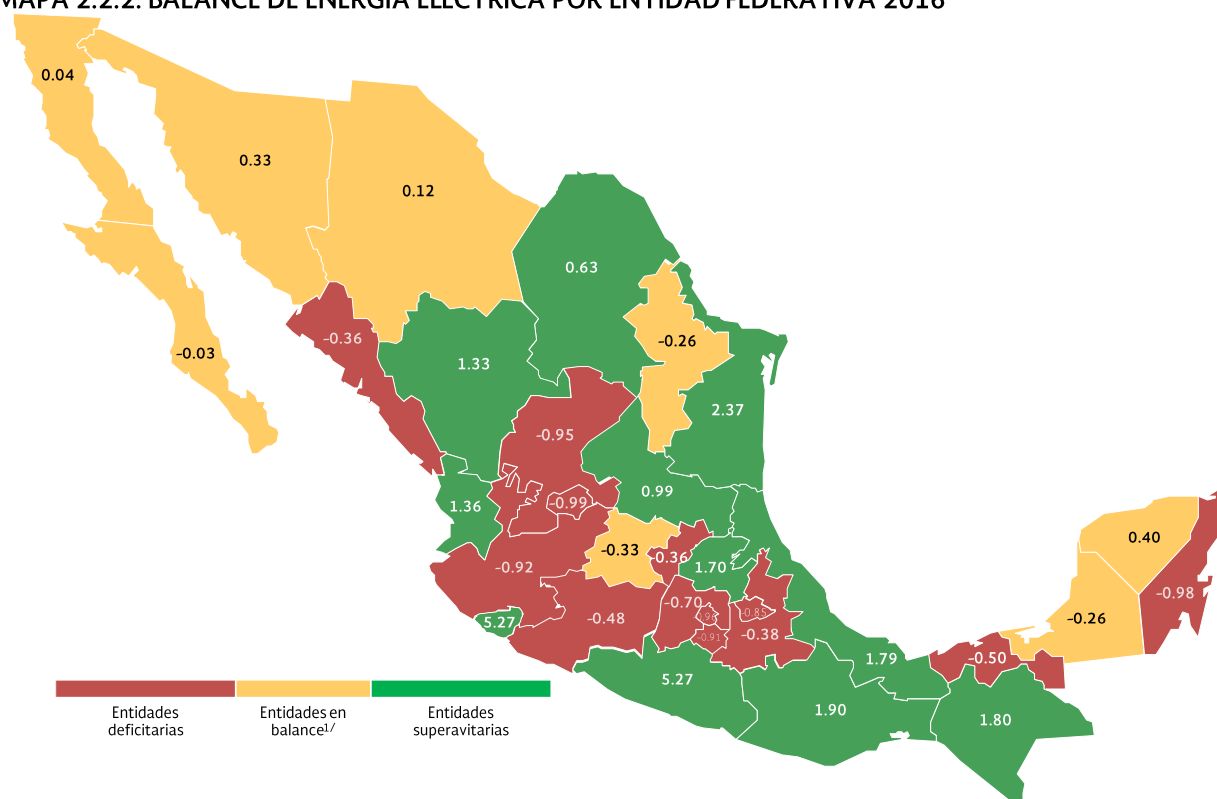
El balance de energía por entidad federativa en 2016, que considera la generación y las ventas de electricidad, muestra que las regiones con los mayores excedentes de energía son: Guerrero y Colima. Las entidades que proporcionalmente presentan mayor déficit energético son: Aguascalientes y Quintana Roo (ver Mapa 2.2.2.).

MAPA 2.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016



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

MAPA 2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016



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.

2.3. Tecnologías de generación de energía eléctrica en México²¹

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

²¹ Los datos reportados en esta sección corresponden al cierre de 2016.

(INECC), las tecnologías convencionales para la generación eléctrica contribuyen con el 19% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero a nivel nacional (es la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente, después de las fuentes móviles²²), con un volumen anual equivalente a 127 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 2.3.1.).

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

Ciclo Combinado

En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 71 centrales eléctricas con una capacidad instalada total de 27,274 MW equivalente al 37% de la capacidad instalada nacional. La energía eléctrica generada en 2016 alcanzó los 160,378 GWh, que representa el 50% de la generación eléctrica del país en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.1. y Tabla 2.3.2.).

En los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua, se concentra el 58.5% de la capacidad instalada y el 58.2% de la generación eléctrica con esta tecnología. Lo anterior corresponde con distribución de la demanda nacional de gas natural donde las regiones Noreste, Noroeste y Sur-Sureste representaron el 72.6% durante 2015²³. Casi el 50% de la demanda total de gas natural corresponde al sector eléctrico²⁴.

La reducción de la producción de gas por parte de Pemex y la caída de los precios del combustible en Estados Unidos de América²⁵, han resultado en el incremento sostenido de las importaciones de gas natural, que han registrado una tasa media de crecimiento anual de 24% en el periodo de 2015 respecto a 2014.

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 natural²⁶.

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 417 kilogramos de CO₂ por MWh, valor menor a la media del sector eléctrico²⁷.

Termoeléctrica Convencional

En México existen 60 centrales termoeléctricas convencionales cuya capacidad instalada total es de 12,594 MW, equivalente al 17% del total nacional y generaron 40,343 GWh que representa el 13% del total de la electricidad generada en 2016.

El 66.5% de la capacidad instalada y el 72% de la energía eléctrica generada en centrales termoeléctricas convencionales, se concentra en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa (ver Anexo, Mapa 2.3.2. y Tabla 2.3.3.).

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 derivados²⁸.

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,

²³ Las regiones Noreste, Noroeste y Sur-Sureste presentaron una demanda de gas natural de 2,464.2, 606.2 y 2,379.7 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), respectivamente, en 2015 (Prospectiva de Gas Natural 2016-2030).

²⁴ Al cierre de 2015, el sector eléctrico público y privado participaron con el 43%, es decir, 3,229 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente, (mmpcdgne) y 7.6%, igual a 569 mmpcdgne, respectivamente, de la demanda de gas en México (Prospectiva de Gas Natural 2016-2030).

²⁵ Aproximadamente el 70% de las importaciones de gas natural provienen de Estados Unidos de América. En 2015 la producción nacional del combustible disminuyó en 2% y el precio promedio del gas natural se redujo un 39.1% en relación con 2014 (2.6 dólares por millón de BTU) debido al incremento de inventarios por parte de Estados Unidos de América (Prospectiva de Gas Natural 2016-2030).

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

²⁷ El 26 de junio de 2016, la SEMARNAT presentó el factor de emisión para el cálculo de emisiones indirectas por el sector eléctrico para el periodo 2015, el cual se fijó en 458 kilogramos de CO₂ por MWh.

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

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.

Carboeléctrica

México cuenta con 3 centrales carboeléctricas cuya capacidad conjunta es de 5,378 MW equivalentes al 7% de toda la capacidad instalada. En 2016 estas centrales contribuyeron con 34,208 GWh de energía eléctrica, que representa el 11% de la generación de electricidad en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.3. y Tabla 2.3.4.A.).

Las centrales carboeléctricas se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero. El estado de Coahuila es el mayor productor a nivel nacional de carbón mineral²⁹, 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 combustóleo³⁰.

A nivel mundial el carbón representa la fuente principal de energía para la generación de electricidad.

²⁹ 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)).

³⁰ En 2016 se importaron 8,375 toneladas de carbón, principalmente de tres países: 41% proveniente de Australia, 33% de los Estados Unidos de América y 23% de Colombia (SIAVI: Sistema de Información Arancelaria Vía Internet; fracciones arancelarias: 27011101, 27011201, 27011999, 27012001, 27021001, 27022001, 27030001, 27030099, 27040002, 27060001, 38021001, 38029001 y 68151002).

Los países con mayor generación eléctrica a partir de esta fuente energética son China y Estados Unidos de América³¹.

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 819 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.

Lecho Fluidizado

En México existen solo 2 centrales de lecho fluidizado que suman una capacidad de 580 MW, a partir de las cuales se generaron 3,826 GWh de electricidad en 2016, equivalente a 1.2% del total nacional (ver Anexo, Mapa 2.3.3. y Tabla 2.3.4.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.

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

Turbogás

En el país operan 128 centrales de turbogás que representan el 7% de la capacidad total y 4% de la generación eléctrica en 2016³².

Los estados de Campeche, Baja California, México, Guanajuato y Baja California Sur aportaron el 60% de la generación de energía eléctrica y concentraron el 52% de la capacidad en operación de centrales con turbina de gas en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.4. y Tabla 2.3.5.).

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

Las plantas de turbinas de gas son utilizadas principalmente para atender la demanda punta debido a su capacidad de arranque rápido; utilizan como principales fuentes de energía primaria el gas natural y el diésel, son menos eficientes que el resto de las tecnologías convencionales (ofrecen una eficiencia media de 35%), y en promedio emiten 566 kilogramos de CO₂ por MWh con gas, o más de 1,000 kilogramos de CO₂ por MWh con diésel.

Combustión Interna

En 2016 operaron 253 centrales de combustión interna y plantas móviles, equivalentes al 2.0% de la capacidad total y contribuyeron con alrededor del 1% de la generación eléctrica en 2016 (ver Anexo, Mapa 2.3.5. y Tabla 2.3.6.).

La producción de electricidad mediante combustión interna se caracteriza por tener los costos más altos respecto al resto de las tecnologías convencionales (alcanzan hasta 8 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 (28.8%) cuya generación representó el 62.7% del total de electricidad producida a través de esta tecnología en 2016 y el 67% de la generación del estado.

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

Las plantas de combustión interna también se utilizan como reserva de capacidad o unidades de emergencia en diversas instalaciones, como hospitales o industrias. De igual forma, presentan la ventaja de no requerir cantidades importantes de agua para la operación, aunque sus emisiones en promedio son 692 kilogramos de 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 aplicables³³.

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 Limpias³⁴.

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.

³³ A artículo Tercero fracción XXII de la LIE.

³⁴ Artículo Décimo Sexto Transitorio de la Ley de Transición Energética.

³² Incluye plantas móviles.

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 2.3.1.).

Hidroeléctrica

En 2016, la generación hidroeléctrica representó el 10% de la generación total (30,909 GWh) y el 17% de la capacidad instalada del SEN (12,589 MW), con 84 centrales en operación (ver Anexo, Mapa 2.3.6.A. y Tabla 2.3.7.).

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

Los países que concentran la mayor capacidad instalada en centrales hidroeléctricas son China, Canadá, Brasil, Estados Unidos de América y Rusia, con la cual generan más del 50% de la energía hidroeléctrica mundial. México se ubica entre los primeros 20 países con la mayor generación hidroeléctrica en el mundo³⁵.

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 79.6% 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 (10,567 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.3.7. y Tabla 2.3.8.).

A nivel mundial, la energía nuclear participa con el 11% de la energía eléctrica generada mediante los 449 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)³⁶.

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

³⁵ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). IEA Electricity Information 2016 with 2015 data. Statistics (http://www.iea.org/bookshop/727-Electricity_Information_2016).

³⁶ 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/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx>).

dentro del reactor y permite generar vapor de agua mediante un sistema secundario.

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

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

La energía nuclear es una fuente limpia, ya que no requiere de combustión para su funcionamiento, no está sujeta a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y en su proceso de generación no libera emisiones contaminantes³⁷.

Eólica

En México se ubican 41 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 3,735 MW que representa el 5% de la capacidad total instalada. Los parques eólicos del país aportaron un 3% de la generación total nacional (10,463 GWh).

La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 62.8% de la capacidad instalada y el 76.7% de la generación anual mediante esta tecnología (ver Anexo, Mapa 2.3.8. y Tabla 2.3.9.).

Los países con la mayor capacidad instalada en parques eólicos son China, Estados Unidos de América, Alemania, España e India, con la cual generan más del 70% de la energía eólica mundial. México se ubica dentro de los primeros 20 países con la mayor generación de electricidad por medio del viento³⁸.

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

convierte la energía cinética del viento en energía mecánica que impulsa un generador para producir electricidad.

Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3 a 4 metros por segundo (m/s), y 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 en la energía renovable de mayor crecimiento y demanda mundial³⁹. En 2016, la energía eólica presentó un incremento de 12.3% en la capacidad instalada en el mundo, respecto a la existente en el año anterior⁴⁰.

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

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

³⁷ 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.

³⁸ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>). IEA Wind. 2015 Annual Report (https://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2015/2015%20IEA%20Wind%20AR_small.pdf).

³⁹ La energía eólica jugó un papel importante en el suministro de energía en un mayor número de países; durante el 2015 el viento generó el 42% de la electricidad en Dinamarca, más del 60% en cuatro estados de Alemania y 15.5% en Uruguay (REN21 2016: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_KeyFindings_en_10.pdf).

⁴⁰ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

Geotérmica

México cuenta con 8 centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.2% de la capacidad total (909 MW) y el 1.9% de la generación de electricidad del país (6,148 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.3.9.A. y Tabla 2.3.10.).

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

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

Durante 2015 se otorgaron 6 concesiones para la explotación de zonas geotérmicas⁴¹ y 15 permisos de exploración de recursos geotérmicos⁴², ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit y Puebla. En 2016 se otorgaron 5 permisos de exploración de recursos geotérmicos⁴³ (ver Anexo, Mapa 2.3.9.B.)

México se ubica dentro de los primeros cinco países con mayor capacidad instalada en unidades geotermoeléctricas, junto con Estados Unidos de América, Filipinas, Indonesia y Nueva Zelanda⁴⁴.

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 17 centrales fotovoltaicas en operación, mismas que representan menos del 1% de la capacidad total (145 MW) y el 0.05% de la generación eléctrica en 2016 (160 GWh).

El 93% de la capacidad instalada nacional se ubica en 4 estados: Baja California Sur, Durango, Chihuahua y el Estado de México (ver Anexo, Mapa 2.3.10. y Tabla 2.3.11.).

En el mundo, el 73% de la capacidad instalada⁴⁵ y el 67% de la generación eléctrica en plantas fotovoltaicas⁴⁶ se concentran en Alemania, China, Japón, Italia y Estados Unidos de América.

El panorama mundial muestra un crecimiento acelerado en el uso de la energía solar fotovoltaica, ya que más del 66% de total de la capacidad de esta tecnología en el mundo se instaló en los últimos cuatro años⁴⁷.

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

⁴¹ 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.

⁴² 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.

⁴³ Un permiso en Nayarit, 2 permisos en Puebla, un permiso en Guanajuato y un permiso en Baja California.

⁴⁴ REN21 2016 (http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_KeyFindings_en_10.pdf).

⁴⁵ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

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

⁴⁷ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

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 Sonora⁴⁸.

Termosolar

En México se encuentra en construcción el primer proyecto termosolar en Agua Prieta, Sonora, mismo que entrará en operación durante el 2017 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 invernadero⁴⁹.

Los países líderes en esta tecnología son Estados Unidos de América y España, con casi el 83% de la capacidad instalada en el mundo. Asimismo, países como China, Francia, Alemania, Israel, Italia, Corea del Sur y Turquía cuentan con plantas piloto en operación. Por otro lado, existen proyectos termosolares en desarrollo en países como Argelia, Marruecos, Chile y Australia. Durante el periodo 2007 – 2016, la capacidad instalada termosolar en el mundo se multiplicó en 12 veces, al pasar de 0.4 a 4.8 GW⁵⁰.

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 75 plantas generadoras, que representan el 1.2% de la capacidad total instalada (889 MW) del país y emplearon algún tipo de biocombustible para producir 1,471 GWh durante el 2016.

Los estados de Veracruz, Jalisco, y San Luis Potosí concentran el 64% de la capacidad total de esta tecnología debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos (ver Anexo, Mapa 2.3.11. y Tabla 2.3.12.).

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 tecnología⁵¹.

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 enzimas⁵².

⁴⁸ Inventario Nacional de Energías Renovables, SENER.

⁴⁹ Planta Híbrida de Energía Solar/Térmica, Banco Mundial:

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

⁵⁰ Renewable Capacity Statistics 2017, IRENA (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf).

⁵¹ TOP 20 Electricity Generating Countries, The Shift Project Data Portal (<http://www.tsp-data-portal.org/>).

⁵² De conformidad con la fracción II, artículo 2, de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

Cogeneración Eficiente

Las 22 centrales en operación acreditadas por la CRE como cogeneración eficiente representaron el 1.4% de la capacidad instalada (1,036 MW) y generaron el 1.6% de la electricidad en 2016 (5,053 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.3.12. y Tabla 2.3.13.).

La mayor capacidad disponible se ubica en Veracruz y Tabasco, con 758 MW (73% del total de la tecnología) y representan el 73.3% 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%, respectivamente⁵³.

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

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

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

Cabe señalar que la cogeneración se considera como Energía Limpia siempre y cuando califique como cogeneración eficiente en términos de la regulación que al efecto expida la CRE⁵⁴.

⁵³ Linking Heat and Electricity Systems, OECD/IEA 2014

(<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/LinkingHeatandElectricitySystems.pdf>)

⁵⁴ De conformidad con el artículo Décimo Sexto Transitorio, fracción IV de la Ley de Transición

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 uno⁵⁵.

2.4. Modalidades de generación

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

- *Generador*: permiso otorgado al amparo de la LIE para generar electricidad en centrales eléctricas con una capacidad mayor a 0.5 MW, o bien, contrato de Participante del Mercado para representar en el MEM a estas centrales o, con autorización de la CRE, a centrales ubicadas en el extranjero⁵⁶.
- *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 directa⁵⁷.
- *Central Externa Legada*: central eléctrica que se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de

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.

⁵⁵ Resolución Núm. RES/365/2011 de la CRE.

⁵⁶ Artículo 3, fracción XXIV de la LIE.











⁵⁷ Artículo 3, fracción V, de la LIE.









producción independiente, o su construcción y operación se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en la modalidad de inversión condicionada⁵⁸.

- *Autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos:* permisos y contratos otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE (ver Anexo, Tabla 2.4.1.)⁵⁹.

2.5. Cambios en la infraestructura de generación

Los principales cambios en la infraestructura de generación eléctrica durante 2016 fueron los siguientes:

CFE-Generación	
Enero	
	Santa Bárbara ^{1/} (MEX) ↑ 22.5 MW
	Tingambato ^{1/} (MEX) ↑ 42 MW
	Laguna Verde U1 (VER) ▲ 105 MW
	Laguna Verde U2 (VER) ▼ 7 MW
	Presidente Juárez ^{2/} U9, U10, U11 (BC) ▼ 30 MW
	Santa Rosalía U5 (BCS) ↓ 2.8 MW
	Centro ^{3/} (MOR) ↑ 656 MW
Septiembre	
	Guerrero Negro II (Vizcaíno) U4, U5 (BCS) ▲ 11.6 MW (5.82 MW cada unidad)
	Baja California Sur I U5 (BCS) ↑ 47.1 MW
Octubre	
	Agua Prieta II (SON) ↑ 410.5 MW

Noviembre	
	Poza Rica ^{1/} U4 (VER) ↑ 156.5 MW
	Poza Rica U1, U2, U3 (VER) ▼ 41.7 MW (13.9 MW cada unidad)
Diciembre	
	Yécora (SON) ↓ 1.8 MW
Generación	
Enero	
	Productora Yoreme (SON) ↑ 0.74 MW
	Don David Gold México (OAX) ↑ 6.56 MW
Abril	
	Laminados de Barro (COAH) ↑ 1.99 MW
	Refractarios Básicos (COAH) ↑ 4.91 MW
	Láminas Acanaladas Infinita (MEX) ↑ 3 MW
Junio	
	Granja Generadora de Energía Solar (DGO) ↑ 2 MW
	PEMEX-Central Centro de Proceso Litoral-A (TAB) ↑ 36.86 MW
Julio	
	B-Energy Industries (CHIH) ↑ 8 MW
Septiembre	
	Givaudan de México (QRO) ↑ 2.7 MW
	Ingenio San Francisco Ameca (JAL) ↑ 7.8 MW
Octubre	
	Compañía Cervecera de Coahuila (COAH) ↑ 22 MW

⁵⁸ Artículo 3, fracción VI, de la LIE.

⁵⁹ De conformidad con el artículo Segundo Transitorio de la LIE.

Diciembre





-  Caterpillar México (NL)
 ↑ 5.88 MW
-  Caterpillar Torreón (COAH)
 ↑ 5.88 MW
-  EVM Energía del Valle de México (MEX)
 ↑ 94.6 MW

Autoabastecimiento


Enero

-  Energía Azteca X (BC)
 ↑ 80 MW
-  Grimann, Planta Fase 2 (MEX)
 ↑ 0.8 MW
-  Eólica Dos Arbolitos (OAX)
 ↑ 70 MW
-  Oomapas Nogales (SON)
 ↑ 0.9 MW
-  Zagis (VER)
 ↑ 2.16 MW
-  Iusasol 1 (MEX)
 ↑ 18.3 MW



Febrero

-  Generadora Eléctrica San Rafael (NAY)
 ↑ 28.8 MW
-  Grupo Romamills (MEX)
 ↓ 2.8 MW
-  Vitraccoat Pinturas En Polvo (MEX)
 ↓ 1.25 MW
-  Techgen (NL)
 ↑ 1,025 MW




Abril

-  Nutricarsa (YUC)
 ↑ 1.06 MW

Mayo

-  Rafypak (MEX)
 ↓ 2.1 MW
-  Cinemex (17 unidades (MEX, CDMX)
 ↓ 9.5 MW


Junio

-  Honeywell Aerospace de México (CHIH)
 ↓ 3.5 MW
-  Compañía Eoloeléctrica de Ciudad Victoria (TAMS)
 ↑ 50 MW
-  Vientos del Altiplano (ZAC)
 ↑ 100 MW


Agosto

-  Iberdrola Energía Altamira (TAMS)
 ↑ 60 MW

Octubre

-  Iberdrola Energía Monterrey (Dulces Nombres II) (NL)
 ↑ 338 MW

Diciembre


-  LMF Frisa Comercial (MEX)
 ↓ 1.3 MW
-  Los Santos Solar I (CHIH)
 ↑ 20 MW
-  Eólica de Coahuila^{4/} (COAH)
 ↑ 200.6 MW
-  LMF Frisa Comercial (MEX)
 ↓ 0.9 MW
-  Tesoros Inmobiliarios (MEX)
 ↓ 1.3 MW
-  Energía Limpia de Palo Alto (JAL)
 ↑ 129 MW
-  Eólica Tres Mesas (Fase 1) (TAMS)
 ↑ 62.7 MW
-  Geotérmica para el Desarrollo (NAY)
 ↑ 25 MW

Cogeneración



Enero

-  Sistemas Energéticos Sisa (VER)
 ↑ 64 MW



Febrero

-  Braskem Idesa (VER)
 ↑ 175.6 MW

Abril

-  Clarum Energy (DGO)
↑ 2.56 MW
-  Industrias de Hule Galgo (HGO)
↑ 6.60 MW
-  Sistemas Energéticos Sisa, Planta II (VER)
↑ 64 MW
-  Ideal Saneamiento de Saltillo (COAH)
↑ 0.9 MW
-  Igsapak Cogeneración (HGO)
↑ 60 MW

Mayo

-  Iberdrola Cogeneración Ramos (COAH)
↑ 60.1 MW
-  Sánchez (CDMX)
↑ 1.88 MW




Junio

-  GAT Energía (VER)
↑ 45 MW
-  Tampico Renewable Energy (VER)
↑ 40 MW

Noviembre



-  Enerkin (YUC)
↑ 13.13 MW
-  Lesaffre Energías Mexicanas (VER)
↑ 8.73 MW

Diciembre

-  Energía Infra^{5/} (VER)
↑ 145 MW
-  Bioeléctrica de Occidente (NAY)
↑ 35.36 MW
-  Tractebel Energía de Pánuco
▲ 28.3 MW

Pequeña Producción

Abril

-  Tai Durango Dos (DGO)
↑ 6.3 MW
-  Tai Durango Tres (DGO)
↑ 6.3 MW

-  Tai Durango Cuatro (DGO)
↑ 6.3 MW


-  Tai Durango Cinco (DGO)
↑ 30 MW

Noviembre

-  Hidroeléctrica Trigomil (JAL)
↑ 8 MW

Producción Independiente

Noviembre

-  Baja California III (La Jovita)^{6/} (BC)
↑ 302.7 MW

Exportación

Agosto

-  Central Generadora Eléctrica Huinalá (NL)
↑ 142.7 MW

Importación

- ↑ Cerámica San Lorenzo de México (BC)
3 MW
- ↑ Continental Structural Plastics de Tijuana (BC)
2 MW

Simbología:

- | | | | | | |
|--------------------|---|-----------------|---|------------------------|---|
| Bioenergía |  | Ciclo Combinado |  | Cogeneración Eficiente |  |
| Combustión Interna |  | Eólica |  | Geotérmica |  |
| Hidroeléctrica |  | Nuclear |  | Solar |  |
| Turbogás |  | | | | |

^{1/} Recuperación de capacidad. ^{2/} Disminución de capacidad. ^{3/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de febrero de 2016. ^{4/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de diciembre de 2016. ^{5/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de septiembre de 2016. ^{6/} En fase de pruebas, reporta energía a partir de noviembre de 2016. La central inició operaciones en enero de 2017. Nota: Entrada en operación (flecha verde). Baja definitiva (flecha roja). Incremento de capacidad (▲). Disminución de capacidad (▼). Fuente: Elaborado por la SENER con información de la CFE, la CRE y el CENACE.

2.6. Transmisión

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

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra conformado por una Red Nacional de Transmisión (RNT) distribuida a lo largo del territorio (ver Mapa 2.6.1.).

Capacidad de transmisión

La Red Nacional de Transmisión (RNT) se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN; las 6 restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total (ver Mapa 2.6.2. y Anexo, Tabla 2.6.1.).

En 2016, la capacidad de los enlaces en las 53 regiones de transmisión fue de 74,208 MW, lo que representó un crecimiento de 3.9% respecto al año anterior.

La capacidad de los enlaces en las regiones de transmisión del SIN fue de 72,450 MW y de los sistemas aislados de la Península de Baja California fue de 1,758 MW, lo que indica una variación del 3.8% y 0.0% anual, respectivamente.

La mayor capacidad de transmisión se concentra en la región de control Noreste con el 25% del total. Por otra parte, la región de control Oriental tuvo el mayor aumento en la capacidad de transmisión con 1,090 MW, lo que representó un crecimiento de 7.1% anual (ver Tabla 2.6.2.).

Red Nacional de Transmisión (RNT)

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

En 2016, la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 230 y 400 kV (CFE y otras) fue de

51,538 kilómetros, equivalente a un crecimiento de 0.1% anual. De estos niveles de tensión destacan las líneas de 230 kV, cuyo crecimiento anual fue de 0.2%.

El total de la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 69 kV a 161 kV fue de 50,853 km, lo que representó una reducción de 0.6% (ver Tabla 2.6.3.). Los estados con mayor superficie territorial son los que tienen una mayor longitud de la Red Troncal de Transmisión, como es el caso de Sonora, Veracruz y Chihuahua con 13,254 kilómetros (25% del total nacional).

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

Subestaciones

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

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

- a. *Subestación de elevadoras (o de generación)*: están asociadas a centrales generadoras, elevan la tensión y dirigen el flujo de potencia al sistema eléctrico, en tensiones iguales y mayores a 69 kV.
- b. *Subestación 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.

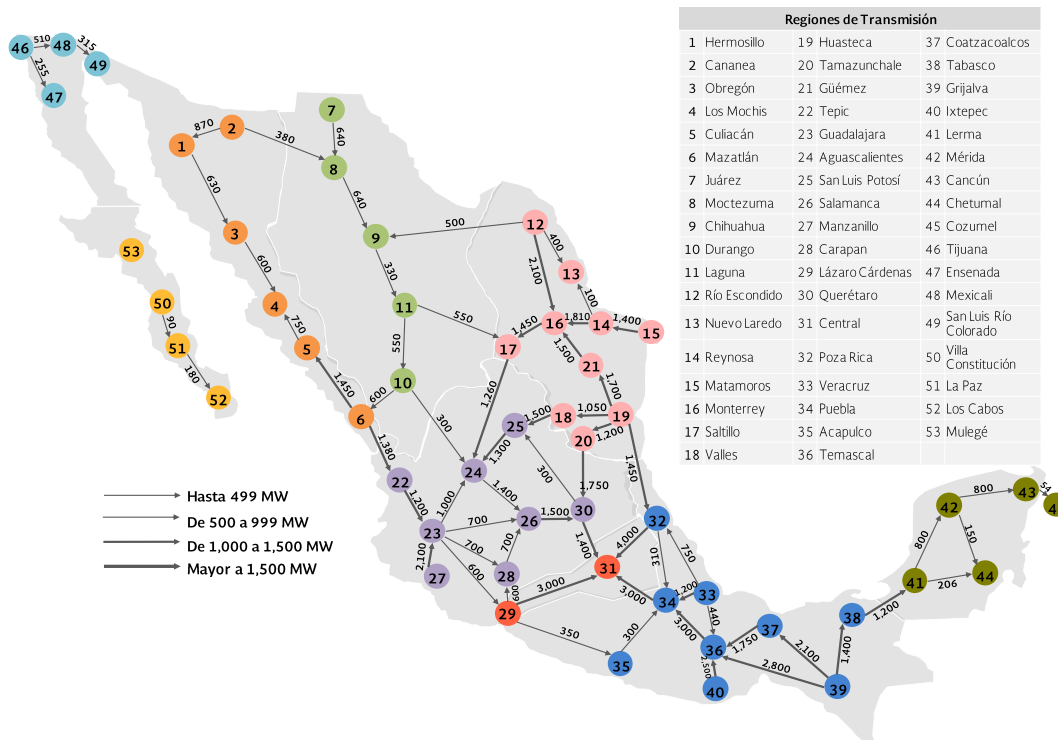
En 2016, la capacidad de transformación de las subestaciones instaladas para transmisión fue de 197,435 MVA, lo que refleja un crecimiento anual de 2.2% anual. La capacidad instalada de las subestaciones elevadoras de transmisión aumentó en 25 MVA, 0.1% mayor en relación con 2015. Por otra parte, la capacidad de las subestaciones reductoras tuvo un incremento de 4,303 MVA para transmisión, que representa un crecimiento de 2.9% con respecto a 2015 (ver Tabla 2.6.4.).

MAPA 2.6.1. RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2016



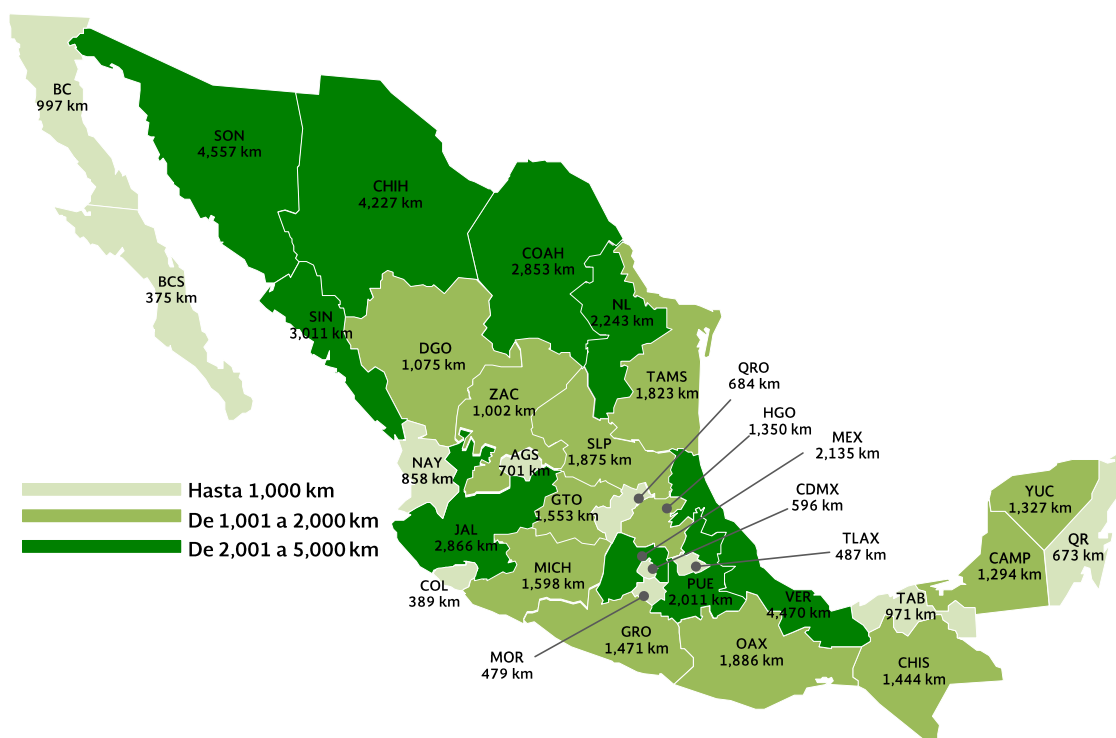
Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del mercado Eléctrico Mayorista 2017-2031, CENACE.

MAPA 2.6.2. CAPACIDAD DE ENLACES ENTRE LAS 53 REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2016 (Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

MAPA 2.6.3. LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 Y 400 KV) POR ENTIDAD FEDERATIVA 2016
(Kilómetros)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

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

Región de Control	Capacidad 2015 ^{1/}	Capacidad 2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
Central	11,100	11,400.0	2.7
Oriental	15,460	16,550	7.1
Occidental	12,450	12,450	0.0
Noroeste	5,520	6,060	9.8
Norte	4,060	4,110	1.2
Noreste	18,150	18,670	2.9
Peninsular	2,954	3,210	8.7
Baja California	1,433	1,488	3.8
Baja California Sur ^{4/}	270	270	0.0
SIN^{5/}	69,694	72,450	4.0
SEN^{5/}	71,397	74,208	3.9

^{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.

TABLA 2.6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
(Kilómetros)

Líneas de transmisión	Longitud 2015 ^{1/}	Longitud 2016 ^{2/}	TCA ^{3/} (%)
CFE	102,657	102,391	-0.3
Transmisión (161 a 400 kV)	52,001	52,061	0.1
Nivel de Tensión 400 kV	24,307	24,324	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	27,172	27,214	0.2
Nivel de Tensión 161 kV	522	523	0.2
Transmisión (69 a 138 kV)^{4/}	50,656	50,330	-0.6
Nivel de Tensión 138 kV	1,608	1,152	-28.4
Nivel de Tensión 115 kV	46,147	46,326	0.4
Nivel de Tensión 85 kV	156	180	15.4
Nivel de Tensión 69 kV	2,745	2,672	-2.7
Otras	1,736	1,742	0.3
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0.0
Nivel de Tensión 230 kV	1,346	1,352	0.4
Total Transmisión^{5/}	104,393	104,133	-0.2

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar al cierre de 2016. ^{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.

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

Tipo	Capacidad 2015 ^{1/} (MVA)	Capacidad 2016 ^{2/} (MVA)	TCA ^{3/} (%)
Elevadoras	46,410	46,435	0.1
Reductoras	146,697	151,000	2.9
Total^{4/}	193,107	197,435	2.2

^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Incluye la suma de las 9 Gerencias Regionales de Transmisión de CFE y la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica

Los principales proyectos concluidos de transmisión eléctrica durante 2016 fueron los siguientes:

Transmisión Enero

306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTE (2a FASE)

Estado: Nayarit



Líneas de Transmisión: 115 kV, 37.4 km-C



Subestaciones: 230 kV/ 115 kV, 110 MVA



Compensación: 7.5 MVAR



Inversión: 8.7 MDD

Febrero

209 SE 1212 SUR PENINSULAR (5a FASE)

Estados: Chiapas, Tabasco



Líneas de Transmisión: 115 kV, 8.1 km-C



Subestaciones: 115 kV, 60 MVA, 14 A



Compensación: 3.6 MVAR



Inversión: 10.4 MDD

237 LT 1313 RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA AL CC BAJA CALIFORNIA III (3a Convocatoria)

Estado: Baja California



Líneas de Transmisión: 230 kV 18.5 km-C



Subestaciones: 230 kV, 4A



Inversión: 8.1 MDD

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

Estados: Campeche



Subestaciones: 115 kV



Compensación: 65 MVAR



Inversión: 11.6 MDD

Mayo

306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (1a FASE)

Estados: Jalisco y Nayarit



Subestaciones: 230 kV/ 115 kV, 215 MVA



Inversión: 20.0 MDD

244 SE 1321 DISTRIBUCION NORESTE (5a FASE)

Estados: Coahuila, Zacatecas



Líneas de Transmisión: 115 kV, 84.9 km-C



Subestaciones: 1 A



Inversión: 7.1 MDD

Junio

318 SE 1903 SUBESTACIONES NORTE- NORESTE

Estados: Tamaulipas, Chihuahua



Subestaciones: 400 kV/ 230 kV/ 115 kV, 525 MVA



Inversión: 15.0 MDD

280 SLT 1721 DISTRIBUCIÓN NORTE (3a. FASE)

Estado: Chihuahua



Líneas de Transmisión: 115 kV, 64.3 km-C



Subestaciones: 115 kV, 30 MVA, 4 A



Compensación: 1.8 MVAR



Inversión: 11.2 MDD

Agosto

317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (1a FASE)

Estado: Sinaloa



Compensación: 600 MVAR



Inversión: 22.5 MDD

317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (2a FASE)

Estado: Sinaloa



Subestaciones: 230 kV/ 115kV, 225 MVA



Compensación: 82.5 MVAR



Inversión: 8.7 MDD

213 SE 1211 NORESTE - CENTRAL (5a FASE) (2a Convocatoria)

Estado: Tamaulipas



Líneas de Transmisión: 115 kV, 125.9 km-C



Subestaciones: 115 kV, 4 A



Inversión: 19.4 MDD

Octubre

308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LÍNEAS TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (4a FASE)

Estado: Puebla



Subestaciones: 400 kV/ 230kV, 525 MVA



Inversión: 13.9 MDD

Noviembre

306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (3a FASE)

Estado: Michoacán



Líneas de Transmisión: 400 kV, 115 kV; 108.4 km-C



Subestaciones: 400 kV/ 115 kV; 500 MVA; 8 A



Inversión: 35.4 MDD

Simbología:



Líneas de Transmisión



Subestación



Compensación



Inversión

Nota: Datos preliminares al cierre del 2016. 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.

2.7. Interconexiones Transfronterizas

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

Interconexiones con Norteamérica

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

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

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

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

Interconexiones con Centroamérica

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

12) Xul Ha-West

13) Tapachula-Los Brillantes

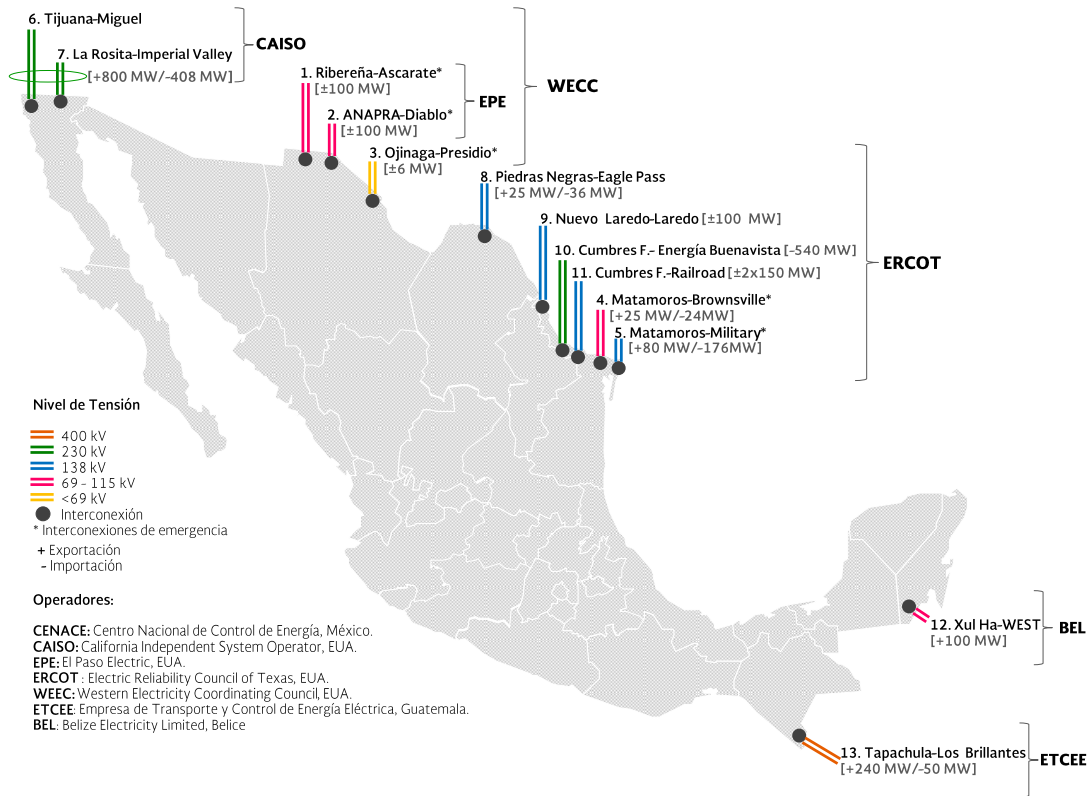
El 9 de septiembre de 2016, se instauró la Comisión de Interconexión México-SIEPAC, la cual agrupa los trabajos y visiones de diversas instituciones mexicanas: CRE, CENACE, CFE y Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE), y sus contrapartes regionales de energía como la Comisión Regional de Interconexión 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”. Actualmente, la Comisión trabaja en los trámites para la contratación de los servicios que se requieren para contar con el estudio citado, cuyo alcance 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”, mismos que se someterán a opinión de las partes previo a su contratación, cuyo alcance definir la infraestructura de transmisión óptima para interconectar los sistemas eléctricos de México y SIEPAC.

MAPA 2.7.1. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS 2016



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

2.8. 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.

En 2016, la longitud total de las líneas de distribución fue de 831,087 km. Destacan 80,013 km de líneas con niveles de tensión de 34.5 kV y 317,118 km de líneas con tensión 13.8 kV; cuyas tasas de crecimiento anual fueron 0.8% y 1.4%, respectivamente (ver Tabla 2.8.1. y Mapa 2.8.1).

Servicio

La infraestructura actual de distribución del SEN ofrece servicio a 40.8 millones de usuarios en las 16 Unidades de Negocio (ver Mapa 2.8.2.).

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 2016, la capacidad de las subestaciones instaladas para distribución fue de 68,972 MVA, equivalente a 1.6% de crecimiento anual (ver Tabla 2.8.2. y Mapa 2.8.3.).

Transformación

En 2016, el número total de transformadores de media a baja tensión en funcionamiento para el servicio de distribución fue de 1.4 millones, con una capacidad total de 53,528 MVA (ver Tabla 2.8.3. y Mapa 2.8.4.).

TABLA 2.8.1. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

(Kilómetros)

Líneas de Distribución	Longitud 2015	Longitud 2016	TCA ^{1/} (%)
Distribución CFE	774,152	779,119	0.6
Nivel de Tensión 34.5 kV	79,413	80,013	0.8
Nivel de Tensión 23 kV	62,755	65,047	3.7
Nivel de Tensión 13.8 kV	312,757	317,118	1.4
Nivel de Tensión 6.6 kV	162	127	-21.6
Nivel de Tensión 2.4 kV	6	9	52.3
Nivel de Tensión baja	319,065	316,805	-0.7
Otras^{2/}	52,334	51,969	-0.7
Total^{3/}	826,486	831,087	0.6

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} CFE Distribución, reporta líneas que atiende a 138, 115, 85 y 68kV. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.8.1. UNIDADES DE NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN



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

MAPA 2.8.2. KILÓMETROS DE LÍNEAS POR UNIDAD DE NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN



MT: Media Tensión. BT: Baja Tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

TABLA 2.8.2. SUBESTACIONES CON TRANSFORMADORES CONSIDERADOS PARTE DE LAS RGD

Concepto	Unidad	2015	2016	TCA ^{1/} (%)
Alta Tensión – Media Tensión ^{2/}				
Subestación	Pieza	1,628	1,654	1.6
Transformador	Pieza	2,517	2,558	1.6
Capacidad	MVA	65,545	66,613	1.6
Media Tensión – Media Tensión				
Subestación	Pieza	332	335	0.9
Transformador	Pieza	379	380	0.3
Capacidad	MVA	2,326	2,359	1.4

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

MAPA 2.8.3. CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO



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

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

Concepto	Unidad	2015	2016	TCA ^{1/} (%)
Usuarios atendidos	Millones	39.6	40.77	2.9
Transformadores de distribución				
Cantidad	Pieza	1,420,380	1,446,529	1.8
Capacidad	MVA	52,561	53,528	1.8

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

MAPA 2.8.4. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO



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



CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

Consumo bruto

El consumo bruto 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 2016, el consumo bruto de energía eléctrica del SEN fue de 298,792 GWh, 3.7% mayor respecto al año anterior. Las regiones que registraron un crecimiento del consumo bruto por encima del promedio del SEN fueron: Central (10.2%), Noroeste (8.1%), Peninsular (4.5%), Noreste (4.4%), Norte (4.1%) y Baja California Sur (5.9%). En contraste, la región Occidental redujo su consumo bruto en 2.8%, respecto al mismo periodo (ver Tabla 3.1.1.).

En el SIN se concentró el 94.6% del consumo bruto de energía eléctrica del país. Las regiones de control Occidental (21.2%), Central (19.8%), Noreste (17.5%) y Oriental (15.9%), concentran el 74% 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 septiembre de 2016, se registró el 46% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 54% (ver Gráfico 3.1.1.).

Entre 2004 y 2016, el consumo bruto de energía eléctrica del SEN ha registrado una TMCA de 2.8%. Las regiones con una TMCA mayor que el SEN fueron: Baja California Sur (5.5%), Peninsular (4.7%), Noroeste (4.0%), Mulegé (3.9%), Norte (3.1%), Occidental (2.9%) y Noreste (2.9%). Las regiones con una TMCA menor que el SEN fueron: Oriental (2.7%), Baja California (2.3%) y Central (1.9%).

Demanda Integrada

En el periodo de diciembre-enero, ocurren las demandas mínimas anuales en el SIN. El 1 de enero

de 2016 a las 9:00 horas se observó el nivel mínimo de la demanda integrada en el SIN con un valor de 18,723 MWh/h.

De mayo a septiembre suelen alcanzarse los mayores niveles de demanda. El 8 de julio de 2016 a las 17:00 horas, se registró el nivel máximo de demanda integrada equivalente a 40,893 MWh/h (ver Tabla 3.1.2.).

Las altas temperaturas en el norte y occidente del país, así como el incremento en la carga agrícola, son los principales factores que explican la ocurrencia de la demanda máxima integrada entre los meses de mayo y septiembre.

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

En la región Central, la demanda máxima se observa en la temporada invernal, 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.).

Demanda Máxima Coincidente

En 2016, la demanda máxima coincidente⁶⁰ del SIN se registró a las 17:00 horas del día 8 de julio, con un valor de 40,893 MWh/h equivalente a un aumento de 2.6% con respecto a los 39,840 MWh/h del 2015. 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 43,448 MWh/h (ver Tabla 3.1.3.).

⁶⁰ 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.

Demanda Máxima Instantánea del SIN

En julio de 2016, 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 2015. La demanda máxima instantánea anual alcanzó los 41,899 MW. El segundo valor más alto del año se registró en el mes de junio, 0.06% menor que el nivel de julio (27 MW) (ver Gráfico 3.1.2.).

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

Región de Control	Consumo 2015 ^{1/}	Consumo 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	53,649	59,103	10.2
Oriental	46,587	47,642	2.3
Occidental	65,220	63,407	-2.8
Noroeste	21,642	23,389	8.1
Norte	23,734	24,696	4.1
Noreste	50,114	52,297	4.4
Peninsular	11,610	12,129	4.5
SIN	272,557	282,662	3.7
Baja California	13,122	13,438	2.4
Baja California Sur ^{4/}	2,400	2,541	5.9
Mulegú	146	151	3.4
SEN	288,225	298,792	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.

TABLA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Máxima 2015 ^{1/}	Demanda Máxima 2016 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	8,151	8,567	5.1
Oriental	6,960	7,128	2.4
Occidental	9,374	9,351	-0.2
Noroeste	4,154	4,350	4.7
Norte	3,986	4,258	6.8
Noreste	8,248	8,710	5.6
Peninsular	1,789	1,893	5.8
SIN	39,840	40,893	2.6
Baja California	2,479	2,621	5.7
Baja California Sur ^{4/}	432	442	2.4
Mulegú	28	28	0.7

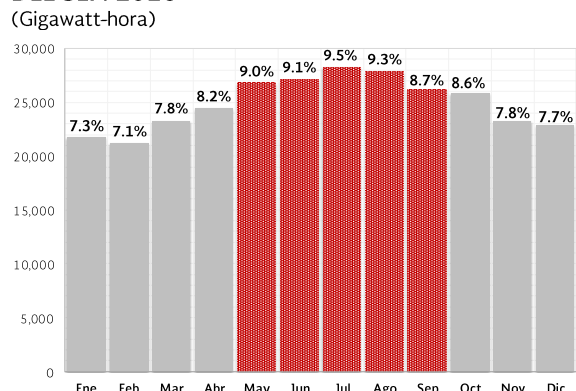
^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.3. DEMANDA COINCIDENTE 2016
(Megawatt-hora/hora)

Región de Control	Demanda Coincidente
Central	7,668
Oriental	6,425
Occidental	8,214
Noroeste	4,244
Norte	4,076
Noreste	8,439
Peninsular	1,827
SIN	40,893
Baja California	2,133
Baja California Sur ^{1/}	398
Mulegú	25
SEN^{2/}	43,448

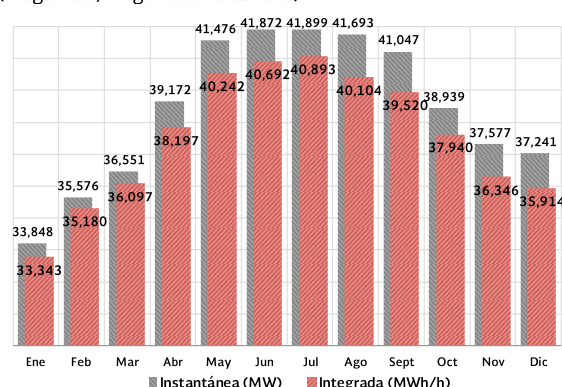
^{1/} Sistema La Paz. ^{2/} Bajo el supuesto de que todas las regiones de control estén interconectadas. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.1. CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2016
(Gigawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

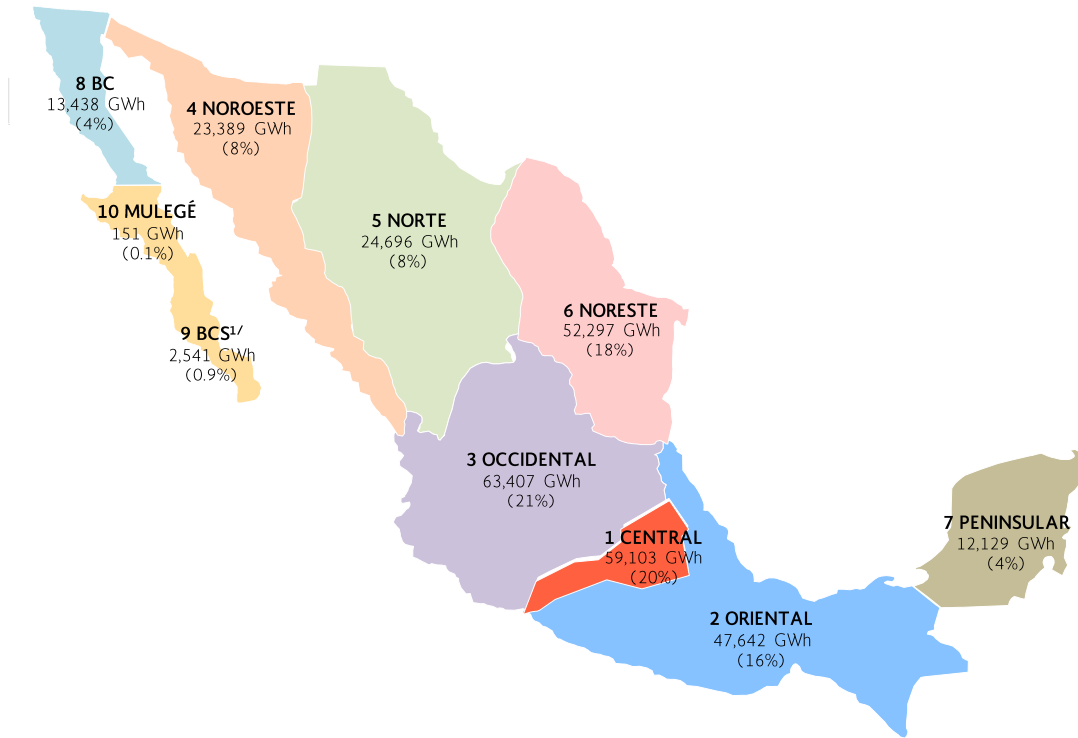
GRÁFICO 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA MENSUAL INSTANTÁNEA E INTEGRADA DEL SIN 2016
(Megawatt; Megawatt-hora/hora)



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

MAPA 3.1.1. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2016

(Gigawatt-hora)



^{1/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2016

(Mewagatt-hora/hora)



^{1/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

3.2. Pronóstico del consumo y la demanda de energía eléctrica

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

Los pronósticos de consumo y demanda eléctrica son el insumo inicial para la elaboración del PIIRCE y del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, que llevan a cabo la SENER y el CENACE⁶¹, 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 eléctrica⁶², con la finalidad de alinear las trayectorias futuras de las variables estratégicas que definen la planeación del SEN.

De acuerdo con lo que señala el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, el CENACE considera los siguientes factores como elementos determinantes para la elaboración de los pronósticos de demanda y consumo 2017-2031, debido a la correlación que guardan con la demanda y el consumo de energía eléctrica: a) crecimiento económico; b) crecimiento poblacional; c) estacionalidad (factores climáticos); d) precio de la electricidad; e) precio de combustibles; f) pérdidas de energía eléctrica; g) eficiencia energética, y h) estructura de consumo final eléctrico (ver Anexo, Gráfico 3.1.3.).

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).

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.

Dentro de los estudios de 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.

⁶¹ Artículo 5 del Reglamento de la LIE.

⁶² Ver Tabla 1.2.1 en el capítulo 1.

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: al 5% de abatimiento de la demanda máxima integrada, se concentran 148 horas del año; la demanda mínima integrada se presenta al 45.8% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 77.6% (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 control⁶³ (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 la elaboración del pronóstico de consumo de energía eléctrica 2017-2031

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

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

$$PM_{x,y}$$

$$US_{x,y}$$

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

Donde:

CF_{x,y}: consumo final de energía de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

VE_{x,y}: venta de energía de la región de control **x** en el año **y** (GWh).

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

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

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

$US_{x,y}$: usuarios finales de la región de control x en el año y .

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

y : -12, ..., 0. 13 últimos años con información disponible (-12 = 2004, ... 0 = 2016).

Métodos de pronóstico para estimar el consumo final, precio medio de la electricidad y usuarios finales 2017-2031

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 ambos⁶⁴.

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 variable⁶⁵.

Modelo de estimación del consumo de energía eléctrica 2017-2031

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:

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

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

⁶⁴ 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.

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

Donde:

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

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

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

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

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

ϵ : Término de error

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

y : 1, ..., 15 años con información disponible (1=2017, ... 15=2031)

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

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

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

Metodología para la elaboración del pronóstico de demanda de energía eléctrica 2017-2031

Determinación de la Demanda Máxima Integrada de Energía Eléctrica

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

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

Donde:

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

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

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

x: 1, ..., 7 regiones de control en el SIN.

y: 1, ..., 15 años con información disponible (1= 2017, ... 15=2031).

Determinación de la Demanda Horaria de Energía Eléctrica

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

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

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

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

Pronóstico de Consumo Bruto

De acuerdo con el escenario de planeación, el consumo de energía eléctrica del SEN proyecta un crecimiento medio anual de 2.9% entre 2017 y 2031. Las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su consumo serán Mulegé (4%), Baja California Sur (3.8%) y Peninsular (3.8%) (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 3.0% entre 2017 y 2031. Se estima que las regiones de control con mayores tasas de crecimiento en su demanda

máxima integrada serán Baja California Sur (3.9%), Peninsular (3.8%) y Mulegé (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 (17:00 hrs)

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 hrs) (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 hrs) (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 hrs)

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.

Demanda Media de Invierno (14:00 hrs, 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 hrs, 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

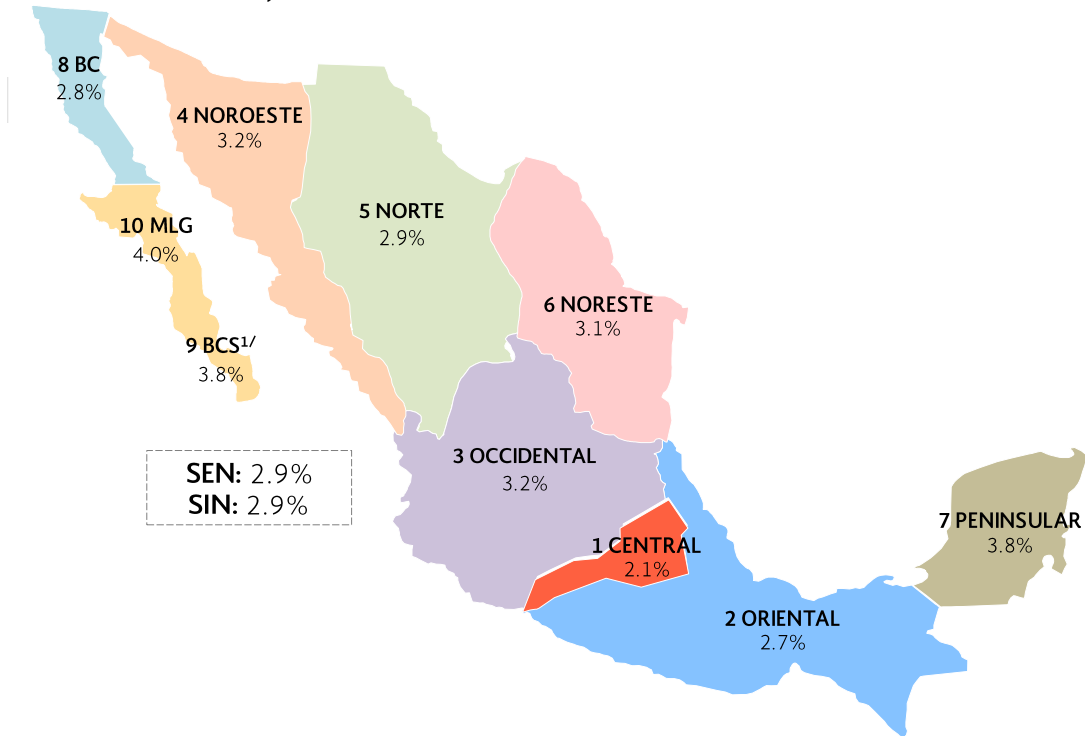
desconexión de generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (a partir de combustóleo, carbón y gas natural). En este escenario la red eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían 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 2016 y 2022, 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 indicativas para el año 2022⁶⁶ (ver Gráficos 3.3.1. y 3.3.2.; Anexo, Gráficos 3.3.3. a 3.3.8.).

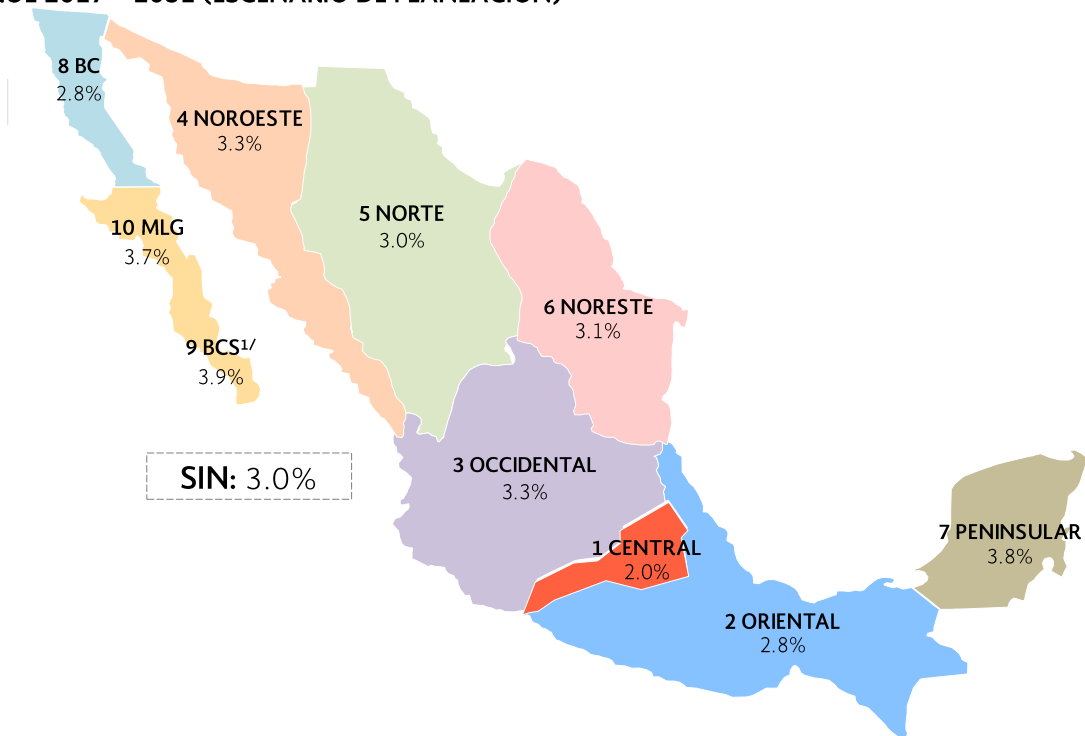
⁶⁶ Base 11.1.5. de las Bases del Mercado Eléctrico (DOF 08/09/2015).

MAPA 3.3.1. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2017 – 2031 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)



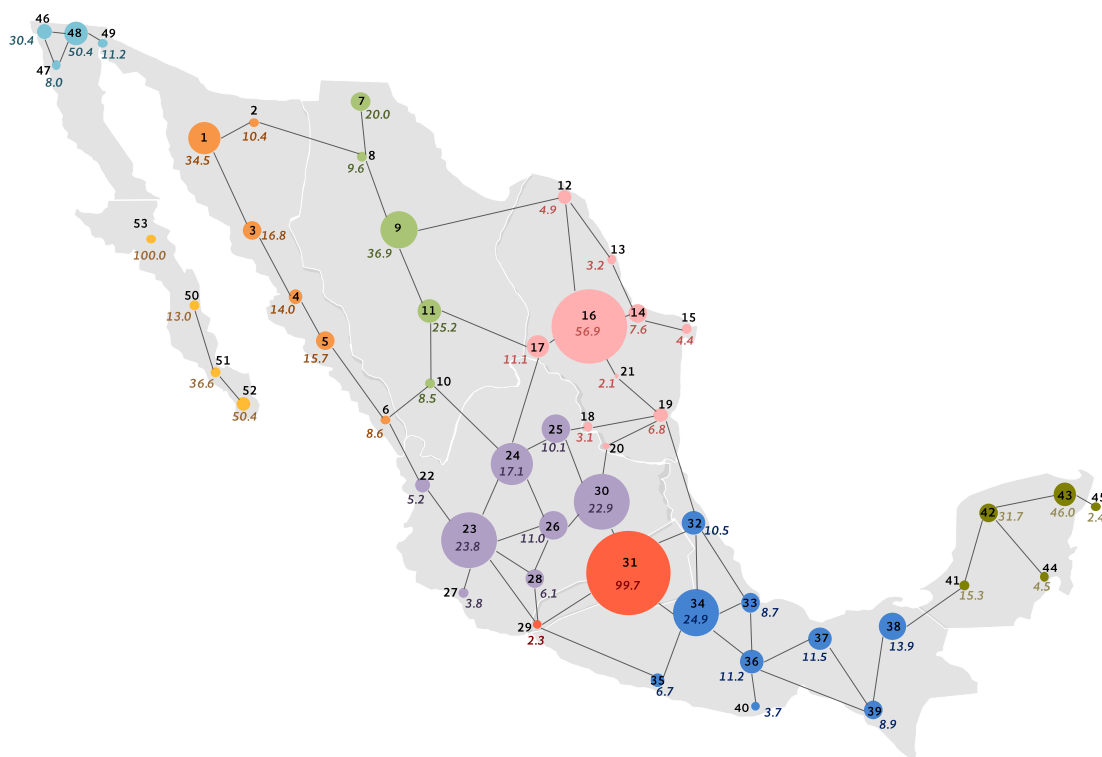
^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.3.2. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2017 – 2031 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)



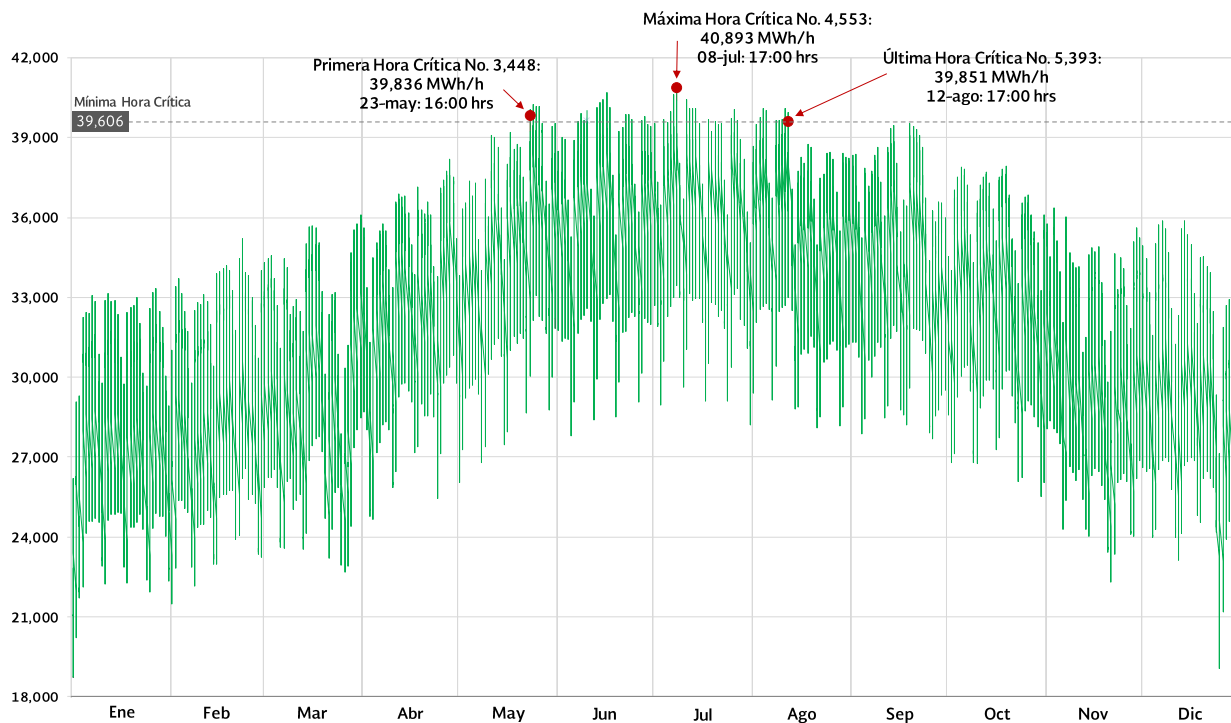
^{1/} Sistema La Paz. ^{2/}TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

MAPA 3.3.3. FACTOR DE CARGA MEDIO POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN (2017-2022) (Porcentaje)



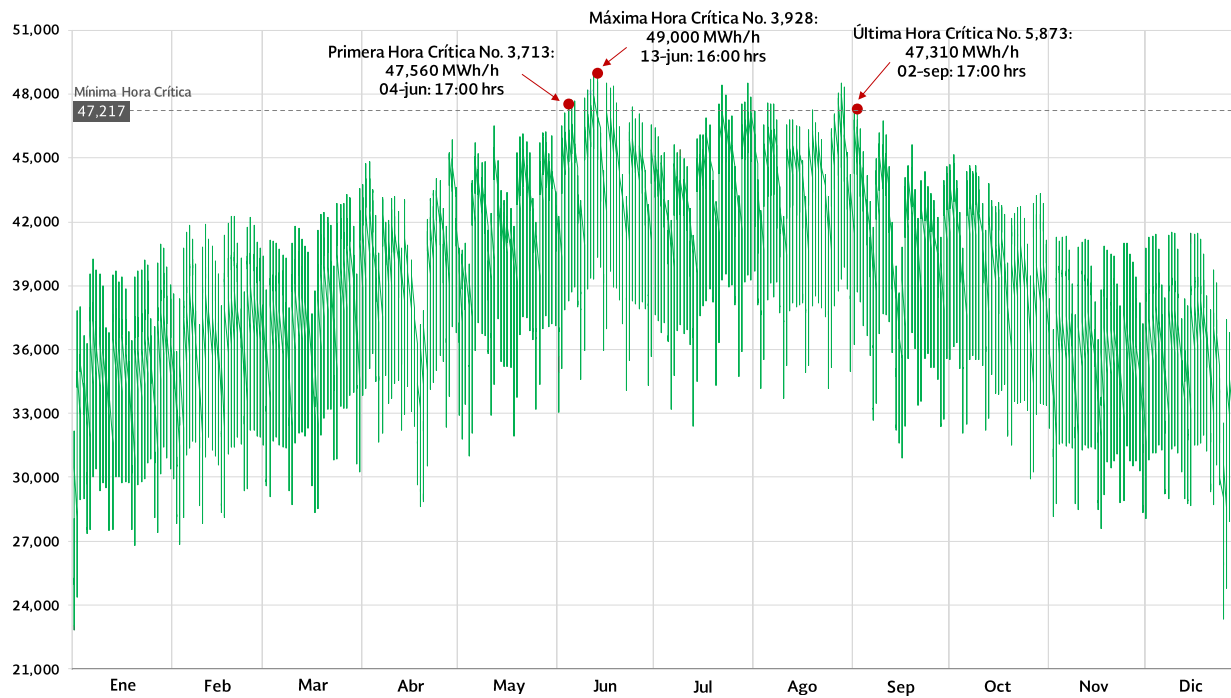
Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

GRÁFICO 3.3.1. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2016 (Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.2. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2022
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.



PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2017-2031 (PIIRCE), es el instrumento de referencia en la planeación de largo plazo de la generación, actividad en régimen de libre competencia, de conformidad con el artículo 4 de la LIE.

El PIIRCE contiene la proyección a 15 años de la nueva capacidad de generación por tipo de tecnología y ubicación geográfica de las nuevas centrales eléctricas, así como las unidades o centrales eléctricas notificadas por los generadores para su retiro⁶⁷.

El PIIRCE consiste en la mejor combinación de nuevas inversiones de generación que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica del país y cumplir con los objetivos de Energías Limpias⁶⁸, al menor costo total para el Sistema Eléctrico Nacional (inversión, operación y energía no suministrada).

El PIIRCE es un programa que no crea obligaciones para la instalación o retiro, o derechos para la autorización, permisos o garantías para las centrales eléctricas incluidas en dicho programa⁶⁹. Asimismo, 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.

4.1. Insumos para la planeación

Referencias

Regiones de control

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

operativas, hace posible un funcionamiento más económico y confiable.

Las 3 regiones de control, Baja California, Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica (sistemas aislados) y se espera que se interconecten al SEN a partir de 2022 (ver Mapa 4.1.1.).

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

Regiones de transmisión

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

Red Nacional de Gasoductos

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

En marzo de 2016, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) publicó la Segunda Revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal), aprobada por la SENER⁷⁰, 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.

⁶⁷ Artículo 18 de la LIE.

⁶⁸ Artículo 13 de la LIE.

⁶⁹ Artículo 7 del Reglamento de la LIE.

⁷⁰ Plan Quinquenal:

<http://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-sistrangas>.

El Plan Quinquenal considera una expansión del sistema de 5,216 kilómetros de 12 nuevos gasoductos con una inversión total estimada de 8,091 millones de dólares (mdd), 7 corresponden a proyectos adjudicados a la CFE, 2 son proyectos por licitar en el periodo 2017-2019 y 2 proyectos con actualización en su fecha de inicio de operación (ver Tabla 4.1.2.; Anexo, Tablas 4.1.3. a 4.1.6., y Mapa 4.1.3.).

Pronósticos

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

Las evoluciones esperadas de la actividad económica (Producto Interno Bruto) y de los precios de combustibles se consideran en la estimación para definir las proyecciones de la demanda y consumo de energía eléctrica.

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

Los pronósticos de 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.^{71,72}; b) estimación de costos de transporte de gas natural con base en las tarifas aprobadas por la CRE^{73,74,75}; c) precios históricos del diésel en la

Costa del Golfo de EE.UU., publicados por la EIA⁷⁶; d) precios históricos del carbón importado y nacional, publicados por la CFE⁷⁷, y e) Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles⁷⁸.

Producto Interno Bruto (PIB)

Durante 2017-2031, se espera que la economía nacional registre un crecimiento medio anual de 2.9% (ver Anexo, Gráfico 4.1.1.).

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) (ver Anexo, Gráfico 4.1.2.).

Precios de Combustibles

El crecimiento medio anual de las trayectorias de precios de combustibles para el periodo 2017-2031, son las siguientes: carbón de 2.9%, combustóleo 6.2%, diésel de 3.6%, gas natural de 4.0%, gas natural licuado de 2.6% y uranio de 0.4% (ver Anexo, Gráfico 4.1.3.).

Los pronósticos de los precios de los combustibles se ajustan en cada ejercicio de planeación anual, con base en las proyecciones de los precios referentes internacionales y nacionales (ver Anexo, Gráfico 4.1.4.).

⁷¹ Short-Term Energy Outlook

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

⁷² Annual Energy Outlook

<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/archive.cfm>

⁷³ RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba las tarifas del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural aplicables para el periodo comprendido del 1 de mayo al 31 de diciembre de 2016, RES/382/2016 <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/188715/RES-382-2016.pdf>

⁷⁴ 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>

⁷⁵ 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>

⁷⁶ Gasoline and Diesel Fuel Update

<https://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/>

⁷⁷ Tarifas CFE:

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

⁷⁸ Ley del Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (LIEPS)

http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/78_271216.pdf

Pronósticos de Demanda y Consumo de energía eléctrica

De acuerdo con las estimaciones de demanda máxima, se espera un crecimiento medio anual de 3.0% en el SIN, de 2.8% en Baja California y de 3.9% en Baja California Sur, para los próximos 15 años (ver Gráficos 4.1.5., 4.1.6. y 4.1.7.). En relación con el consumo bruto del SEN, se estima un crecimiento medio anual de 2.9% en el periodo de planeación (ver Gráfico 4.1.8.).

La trayectoria de largo plazo de la demanda y del consumo de energía eléctrica se determina por los ajustes anuales en las proyecciones de largo plazo de la actividad económica del país y de los precios de los principales combustibles para la actividad de generación de energía eléctrica, por lo que dichas trayectorias muestran un patrón similar a las trayectorias de las variables macroeconómicas fundamentales para el ejercicio de planeación del SEN (Ver Anexo, Gráfico 4.1.9.).

MAPA 4.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SEN



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 4.1.2. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.1.1. 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		

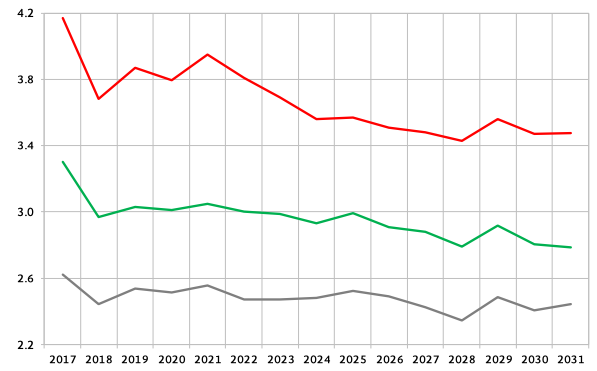
Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 4.1.2. 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 (mmd)
1	Tuxpan - Tula	HGO-PUE-VER	2015	2017	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	2017	650	571
7	Sur de Texas - Tuxpan	TAMS-VER	2016	2018	800	2,111
PROYECTOS POR LICITAR EN EL PERIODO 2017-2019						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Periodo estimado de licitación	Periodo estimado de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (mmd)
8	Jáltipan - Salina Cruz	OAX-VER	2017-2018	2020-2022	247	643
9	Lázaro Cárdenas - Acapulco	MICH-GRO	2017-2019	2020-2022	331	456
OTROS PROYECTOS						
No.	Proyecto	Estados beneficiados	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada de entrada en operación	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (mmd)
10	Nueva Era (Mindstream de México)	NL	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2017	302	-
11	Salina Cruz - Tapachula	CHIS-OAX	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2019	400	442
12	Los Ramones - Cempoala	NL-VER	En función de lo previsto en el Plan Quinquenal 2020-2024		855	1,980
Total					5,216	8,091

Fuente: Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019. Actualizado conforme a la Segunda Revisión aprobada por la SENER, en marzo de 2017, CENAGAS.

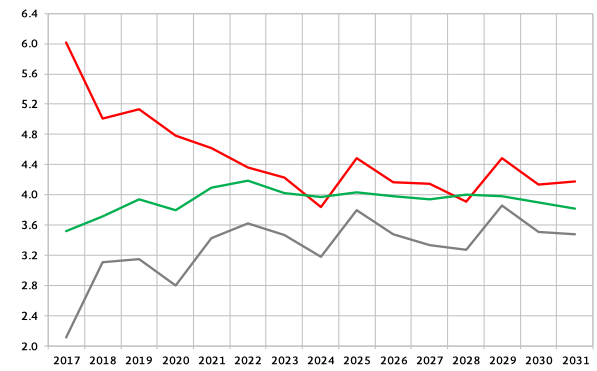
GRÁFICO 4.1.5. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN 2017-2031
(Porcentaje)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA ^{1/} (%)	2.5	3.0	3.7

^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

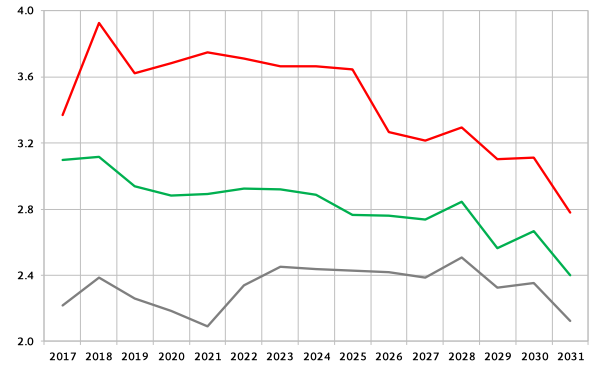
GRÁFICO 4.1.7. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE BAJA CALIFORNIA SUR 2017-2031
(Porcentaje)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA ^{1/} (%)	3.3	3.9	4.5

^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Corresponde al Sistema La Paz. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

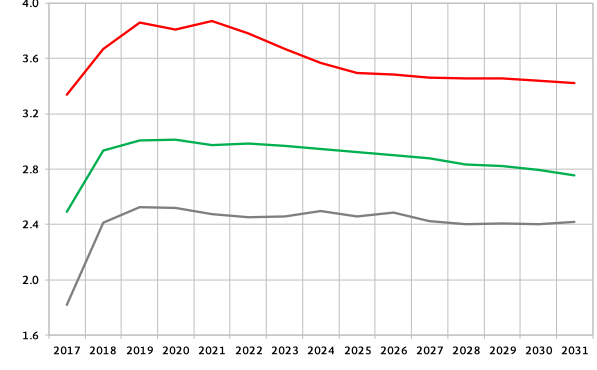
GRÁFICO 4.1.6. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE BAJA CALIFORNIA 2017-2031
(Porcentaje)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA ^{1/} (%)	2.3	2.8	3.5

^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 4.1.8. CRECIMIENTO ANUAL ESPERADO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2017-2031
(Porcentaje)



Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA ^{1/} (%)	2.4	2.9	3.6

^{1/} TMCA: Tasa media de crecimiento anual (referida a 2016). Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

4.2. Criterios para la elaboración del PIIRCE

Catálogo de proyectos

Categorías de proyectos de generación

El catálogo de proyectos de generación consta de 1,532 unidades de generación, las cuales se clasificaron en 4 categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación⁷⁹.

- **En operación:** corresponde a las centrales eléctricas del SEN, que operaron de forma regular o iniciaron operaciones durante el año 2016, 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 criterios⁸⁰:
 - a. Contar con un Contrato de Interconexión y permiso de generación en el que se contemple la entrada en operación comercial a partir del 1 de enero de 2016.
 - b. Que el CENACE haya instruido al Transportista o Distribuidor la celebración de un Contrato de Interconexión.
 - c. Haber concluido el estudio de instalaciones y realizado el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por el esquema individual de interconexión.
 - d. Haber realizado el pago de la garantía financiera, para los proyectos que optaron por ser incluidos como parte del proceso de planeación.

e. Haber presentado garantía de cumplimiento, para los proyectos asignados en las Subastas de Largo Plazo, en términos de las Ofertas de Ventas respectivas.

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

Rehabilitación y modernización

La CFE programó la rehabilitación y modernización de 6 centrales eléctricas, consistente en realizar trabajos de mantenimiento o sustitución de los equipos y sistemas existentes que permite mejorar la eficiencia de las unidades generadoras, extender su vida útil y procurar la confiabilidad del sistema⁸¹.

En 2016, se concluyó la rehabilitación y modernización de la unidad 1 en Laguna Verde y de las 3 unidades de Poza Rica, se espera que en el transcurso del periodo 2017-2019 se terminen las obras correspondientes (ver Anexo, Mapa 4.2.1.).

Conversión de centrales termoeléctricas

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

Al cierre de 2016, se concluyó la conversión de 4 plantas y se espera que en el transcurso de 2017 se

⁷⁹ El Anexo electrónico "Base de Datos_PIIIRCE 2017-2031" contiene la información de los proyectos de generación empleada para el ejercicio de planeación.

⁸⁰ Aviso importante para los proyectos interesados en el PRODESEN 2017-2031:

<http://www.gob.mx/cenace/articulos/aviso-importante-para-los-proyectos-interesados-en-el-prodesen-2017-2031?idiom=es>

⁸¹ Informe Anual 2014:

http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Informe_Anual_2014.aspx

termine la conversión de las 3 plantas restantes (ver Anexo, Mapa 4.2.2.).

Catálogo de proyectos de transmisión

El catálogo de proyectos de transmisión consta de 69 enlaces de transmisión existentes, 19 enlaces propuestos, tres proyectos de enlaces firmes y 228 enlaces de transmisión genéricos, las cuales se clasificaron en 4 categorías según el estatus en la que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación⁸².

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

Tasas

Tasa de actualización

Se consideró una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor presente de los costos esperados del sistema eléctrico⁸³.

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 capital⁸⁴.

Tipo de cambio

Tipo de cambio promedio FIX a diciembre 2016 equivalente a 20.52 pesos por dólar⁸⁵.

Características básicas de los generadores

Parámetros técnicos

- **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 CENACE⁸⁶. 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 permissionarios se consideró la capacidad que reportan los permisos de generación otorgados por la CRE⁸⁷.
- **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 altitud y temperatura

⁸² El Anexo electrónico "Base de Datos_PIRCE 2017-2031" contiene la información de los proyectos de transmisión empleada para el ejercicio de planeación.

⁸³ De conformidad con el numeral 2.9 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

⁸⁴ Determinación del Costo de Capital, CRE: <http://www.cre.gob.mx/documento/costoscapital.pdf>.

⁸⁵ Banco de México: www.banxico.org.mx.

⁸⁶ Fuente: 1. Reporte de evolución de la capacidad efectiva de la CFE; 2. Reporte de operación de los permisos de generación de energía eléctrica al cierre de 2016 de la CRE; 3. Reporte de energía entregada por productores externos al 2016 del CENACE.

⁸⁷ Permisos de generación de energía eléctrica: <http://organodegobierno.cre.gob.mx/permisose.aspx>

- ambiente⁸⁸, o por disponibilidad de recurso⁸⁹, para el cálculo de la generación.
- **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 (NOx) 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., Gráficos 4.2.1. y 4.2.2., Mapas 4.2.3. y 4.2.4.).
 - **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 4.2.3.)⁹⁰.
 - **Falla (USD\$/MWh):** valor promedio por unidad de energía eléctrica demandada no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (pérdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada). En el ejercicio de planeación se consideró un valor de 2,600 USD\$/MWh⁹¹.
 - **Fijos de operación y mantenimiento, FO&M (USD\$/kW-año):** incluyen los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros (ver Anexo, Tabla 4.2.10.).
 - **Unitario de inversión (USD\$/kW):** costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de

⁸⁸ 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).

⁸⁹ 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.

⁹⁰ 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.

⁹¹ 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).

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.).

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

Características básicas de transmisión

- **Capacidad de transmisión (MW):** capacidad de los enlaces de transmisión y los proyectos futuros de líneas de transmisión (ver Anexo, Tabla 4.2.13.).
- **Costo de construcción (USD\$/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.

Metas de Energías Limpias

De acuerdo con el artículo Tercero Transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE)⁹², se considera la participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024, en la planeación del SEN. En este sentido, se calculó una trayectoria lineal dirigida a lograr las Metas de Energías Limpias (ver Anexo, Gráfica 4.2.4.).

Potencial de Energías Limpias

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

En el ejercicio de planeación se tomó en cuenta la información disponible relacionada con el potencial de las fuentes de Energía Limpia del país, así como las limitaciones técnicas, ambientales y sociales que tienen impacto en el desarrollo de proyectos⁹³, 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 Limpias⁹⁴ (ver Anexo, Tabla 4.2.18., Mapas 4.2.5. a 4.2.12.).

En el ejercicio de planeación, se ajusta el potencial de tal forma que atienda las necesidades de demanda de energía eléctrica proyectadas para el periodo de estudio, por lo que el potencial utilizado corresponde al probado y no al máximo que resulta de las fuentes de recursos naturales.

4.3. Metodología de planeación de largo plazo de la Generación

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) tiene como objetivo resolver el problema de expansión de la capacidad de generación cuya solución represente el mínimo valor

⁹² DOF 24/12/2015: dof.gob.mx.

⁹³ 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/>

⁹⁴ Artículo 14, fracción VII, de la LTE.

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 sistema⁹⁵.

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 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 selecciona 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 (2^n). Para resolver este tipo de problemas se suelen utilizar algoritmos que permiten enumerar y estructurar la búsqueda de las soluciones factibles, a partir de la división del problema original en subproblemas cada vez más pequeños.

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

los modelos de optimización heurística intentan resolver el problema con algoritmos de búsqueda para hallar la solución dentro del espacio de soluciones factibles.

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

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

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

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

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

El valor de esta diferencia (gap) suele utilizarse como un criterio de terminación para la solución de modelos de PLEM. Un valor reducido de dicha

⁹⁵ Se consideran proyectos de transmisión que interconectan o refuerzan las regiones de transmisión, por lo que los resultados únicamente indican una fracción del total de las inversiones de la RNT.

diferencia indica que la solución entera es suficientemente cercana al valor óptimo⁹⁶.

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

TABLA 4.3.1. 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 y 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=2016, ..., 15=2030.
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 (<i>overnight</i>) al inicio de operación para cada unidad i en el año y [USD] (ver Anexo, Tablas 4.2.7. y 4.2.10.)
$X_{i,y}$	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 [USD/MW].
$N(y)$	suma de las unidades existentes en el año $y-1$ más las unidades nuevas en el año y 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 [USD/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	
$C_{COM} = \sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{N(y)} \frac{RT_i PC_{i,y} EG_{i,y}}{(1+r)^y}$	

⁹⁶ En los ejercicios de planeación se asumió una diferencia (gap) de referencia menor o igual a 0.1%.

donde:	
RT_i	Régimen Térmico de la unidad i [GJ/MWh]
$PC_{i,y}$	Precio del combustible en la ubicación de la unidad i en el año y [USD/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 [USD/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:	
$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max} ; \forall \text{ generador térmico } i = 1, \dots, m$	
donde:	
PG_i^{min}	límite operativo inferior de potencia para el generador i [MW].
PG_i^{max}	límite operativo superior de potencia para el generador i [MW].
PG_i	potencia generada por el generador i [MW].
Para generadores eólicos, solares e hidroeléctricos:	
$PG_i \leq PG_i^d \quad \forall \text{ generador } i = 1, \dots, n$	
donde:	
PG_i^d	potencia máxima disponible en función del recurso primario [MW].
Reserva de planeación	
$\sum_{i=1}^{N(y)} CI_{i,y} \geq d_{B,y} \left(1 + \frac{MR_y}{100} \right) ; \forall y = 1, \dots, 15$	
donde:	
$CI_{i,y}$	capacidad instalada de la unidad i en el año y [MW].
$d_{B,y}$	demanda por balance en el año y [MW]
MR_y	reserva de planeación en términos de margen de reserva en el año y [%].
Potencial de recurso limpio por tecnología	
$\sum_{y=1}^{15} \sum_{i=1}^{i(y)} CI_{i,y}^j \leq R_j$	
donde:	
$CI_{i,y}^j$	capacidad instalada de la unidad i en el año y del recurso j [MW].
$i(y)$	Número de generadores que corresponden al recurso limpio j (bioenergía, cogeneración eficiente, eólico, geotérmico, hidroeléctrico, nuclear, solar).
R_j	potencial estimado del recurso j [MW]

Metas de Energías Limpias

$$\sum_{i=1}^{I(y)} EGL_{i,y} \geq M_y \sum_{i=1}^{N(y)} EG_{i,y} ; \forall y = 1, \dots, 15$$

donde:

- $I(y)$ número de generadores limpios en el año y .
- $EGL_{i,y}$ energía limpia generada por la unidad i en el año y [MWh].
- M_y Meta de Energías Limpias en el año y [%]

Condición entera $X_{i,y} = 0 \text{ ó } 1$

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

Instalación de centrales eléctricas

Los resultados del ejercicio de planeación indican que se requieren 55,840 MW de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2017-2031, lo que representa una inversión de 1.7 billones de pesos para llevar a cabo los proyectos de generación eléctrica que integran el Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctricas (ver Anexo, Tabla 4.4.1.).

La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 37% por tecnologías convencionales y 63% por tecnologías limpias. En el grupo de las tecnologías convencionales, predominan los proyectos de ciclo combinado con 18,950 MW. En cambio, en el grupo de las tecnologías limpias se espera una integración diversificada de proyectos, de los cuales, los eólicos, solares y la cogeneración eficiente (que acrediten su certificación ante la CRE) tendrán una participación más dinámica que el resto de las tecnologías limpias (ver Gráfico 4.4.1.).

De acuerdo con el estatus que guarda cada proyecto de generación eléctrica, la capacidad adicional se distribuye de la siguiente forma: 36% se encuentra en construcción o por iniciar obras; 36% está en proceso de trámites, en autorización o adjudicación; 28% corresponde a nuevos proyectos por desarrollar, y 0.1% han iniciado operaciones o se encuentran en fase de pruebas (ver Gráfico 4.4.2., Anexo, Tabla 4.4.2.).

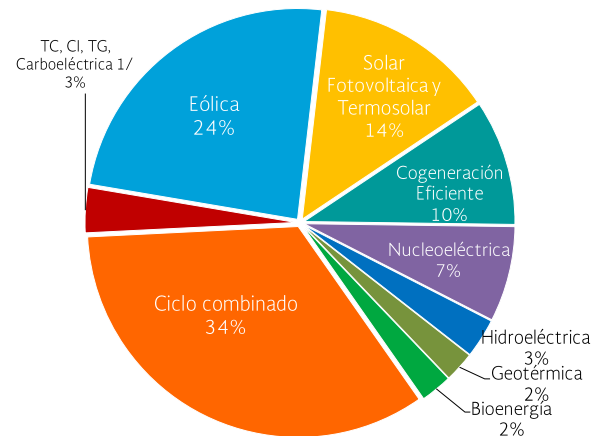
Acorde con la modalidad con la que los proyectos llevarán a cabo la actividad de generación, el 54% no cuentan con un permiso de generación de energía eléctrica o son proyectos genéricos, 19% serán nuevas centrales eléctricas con permiso de Generación al amparo de la LIE, y 27% corresponde a

capacidad adicional con permisos de generación al amparo de la LSPEE (autoabastecimiento, pequeña producción, PIE, cogeneración y exportación) (ver Gráfico 4.4.3; Anexo, Tablas 4.4.3. a 4.4.6.).

Asimismo, se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país para satisfacer las necesidades regionales. Destacan los estados de Tamaulipas, Veracruz, Nuevo León, Oaxaca, Coahuila y Chihuahua, que en conjunto concentrarán 50% de la nueva capacidad a desarrollar en los próximos 15 años (ver Mapa 4.4.1; Anexo, Mapas 4.4.2 a 4.4.12, Tablas 4.4.7 y 4.4.8).

GRÁFICO 4.4.1. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2017-2031

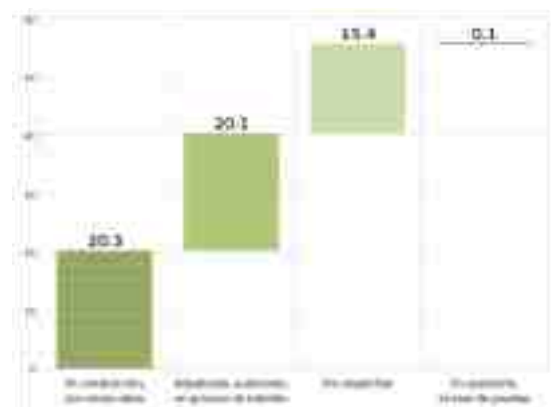
(Porcentaje)



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

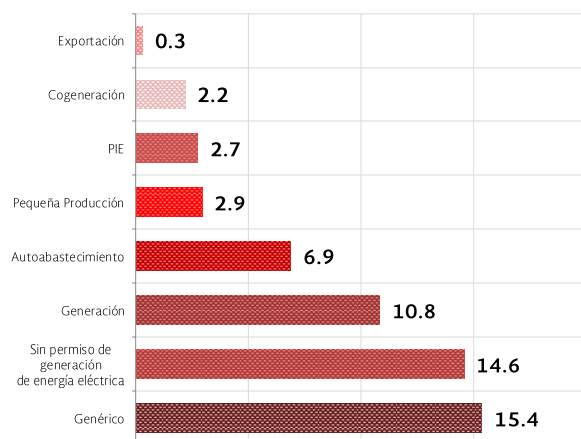
GRÁFICO 4.4.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR ESTATUS 2017-2031

(Gigawatt)



Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

GRÁFICO 4.4.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD 2017-2031 (Gigawatt)



Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

Retiro de centrales eléctricas

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

Posteriormente, en un periodo de 30 días naturales, el CENACE evalúa si la unidad de central eléctrica es necesaria o no para asegurar la confiabilidad del SEN, el resultado de dicha evaluación lo notifica al Generador⁹⁷.

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

- Entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las candidatas a retiro.
- Entrada en operación en la fecha programada de las líneas y subestaciones.
- Preservación de la confiabilidad del SEN.
- Reducción de fallas prolongadas.
- Garantía del suministro de combustibles.

- El crecimiento pronosticado de la demanda de energía eléctrica.

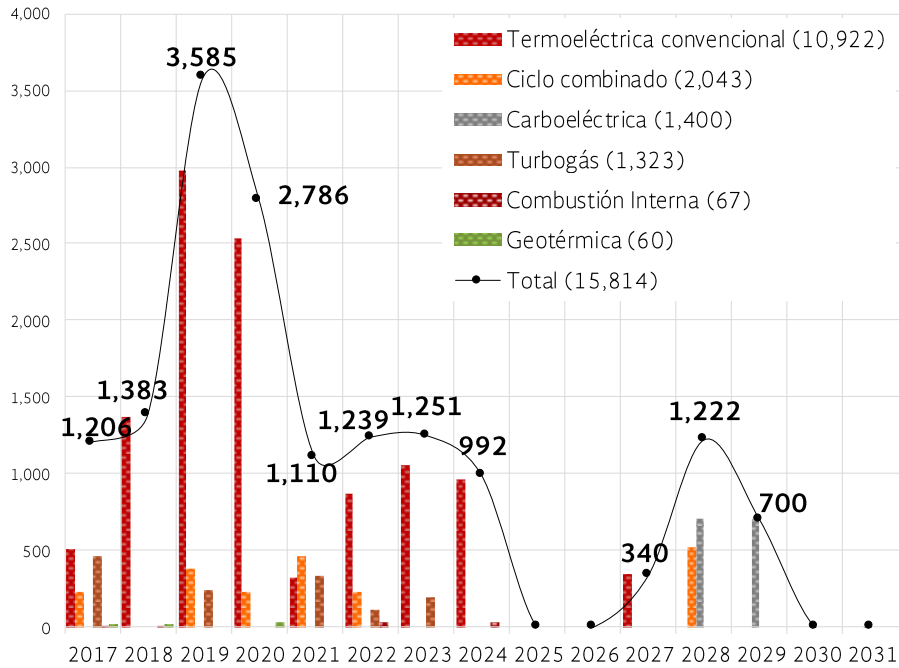
Derivado de lo anterior, se ha programado el retiro de 15,814 MW de capacidad para el periodo 2017-2031 (ver Gráfico 4.4.4.).

De esta forma, se sugiere el retiro de 137 unidades generadoras, ubicadas en 22 entidades del país (ver Mapa 4.4.13.). El 69% de la capacidad total a retirar en el periodo, corresponde a termoeléctricas convencionales.

El programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas 2017-2031 solo contempla las centrales pertenecientes a la CFE (ver Anexo, Tabla 4.4.9.).

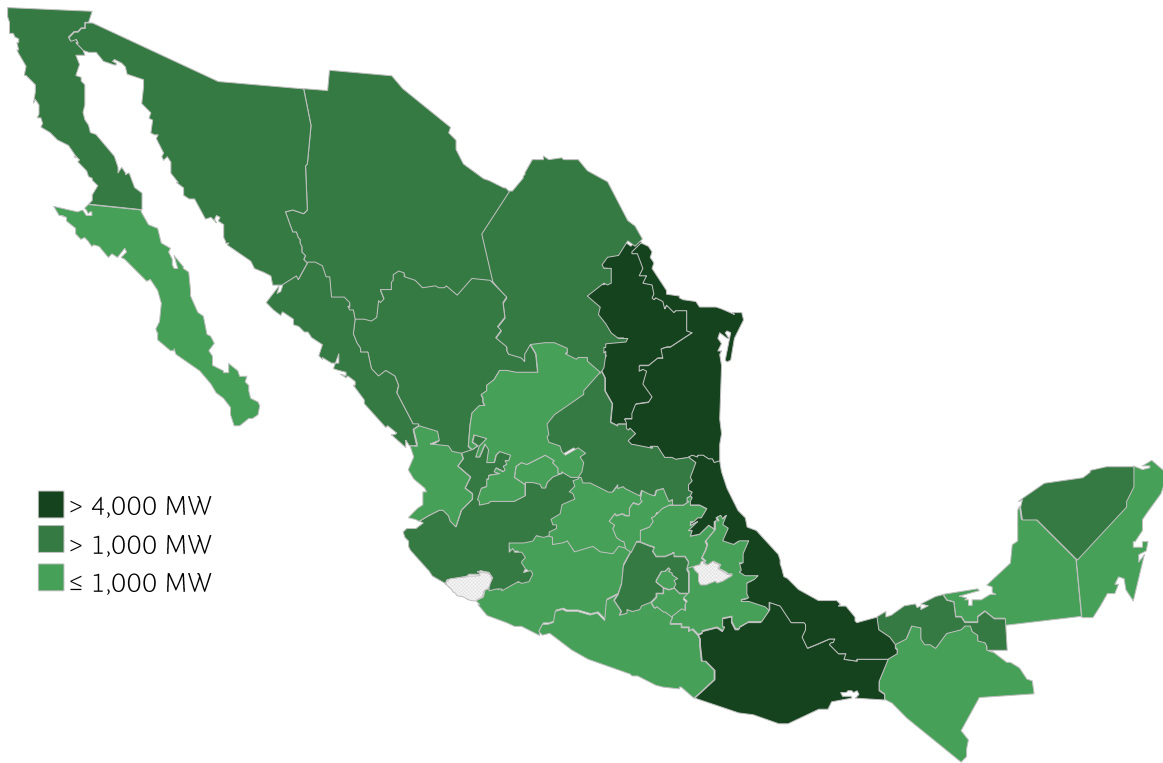
⁹⁷ Artículo 18, fracción IV, de la LIE, y base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico.

GRÁFICO 4.4.4. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2017-2031
(Megawatt)



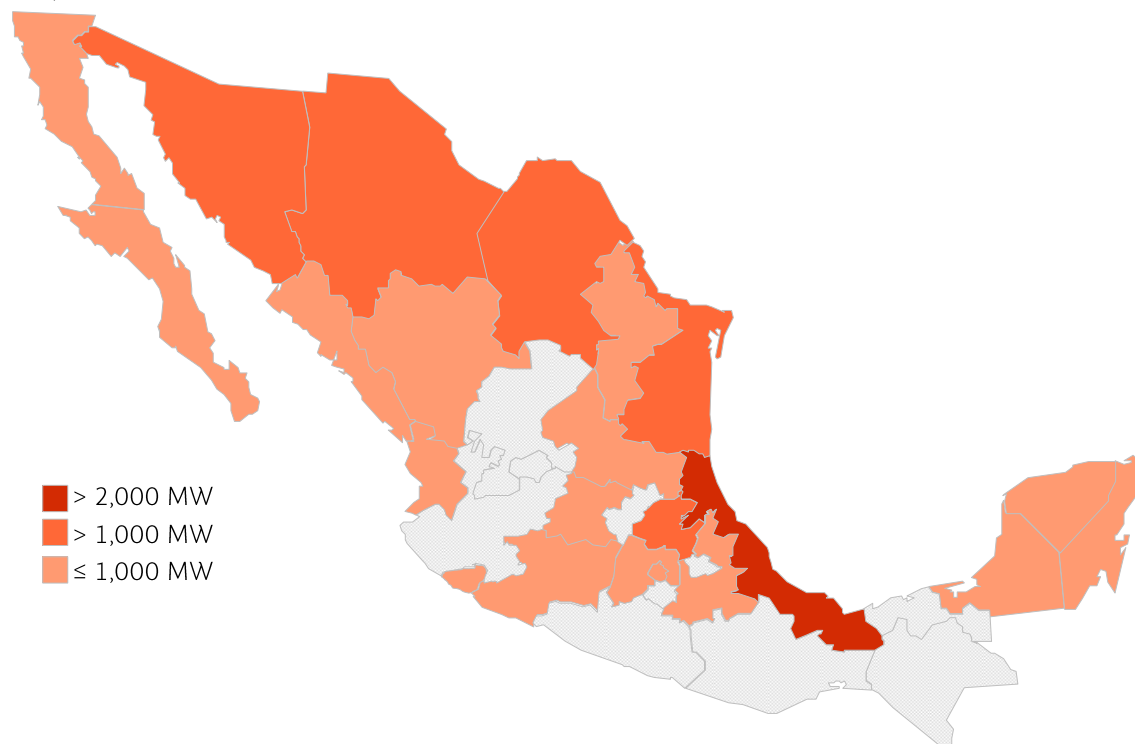
Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 4.4.1. CAPACIDAD ADICIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017-2031
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

MAPA 4.4.13. RETIRO DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017-2031
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.5. Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica

Se estima que, en el año 2031, la capacidad total será 113,269 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 2017-2031, la capacidad instalada aumente en 55% en relación con la capacidad en operación al 31 de diciembre de 2016 (ver Gráfico 4.5.1., Anexo, Tabla 4.5.1).

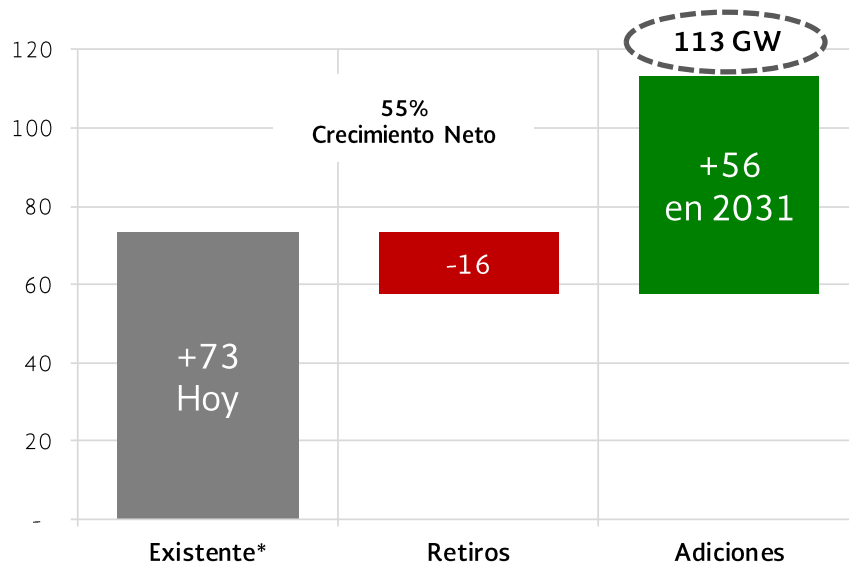
La capacidad instalada estará definida por un 50% correspondiente a tecnologías convencionales y 50% en tecnologías limpias. Los ciclos combinados, así como las centrales eólicas e hidroeléctricas predominarán en la infraestructura de generación eléctrica del país (ver Gráfico 4.5.2.).

Asimismo, la generación eléctrica estimada para 2031 será equivalente a 456,683 GWh. De esta forma, la matriz eléctrica contará con una participación en la generación del 54% de energías convencionales y 46% de Energías Limpias (ver Gráfico 4.5.3., Anexo, Tabla 4.5.2.).

De acuerdo con el escenario de planeación, la generación de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 3% 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 -25% y -7%, 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 2028 y 2029.

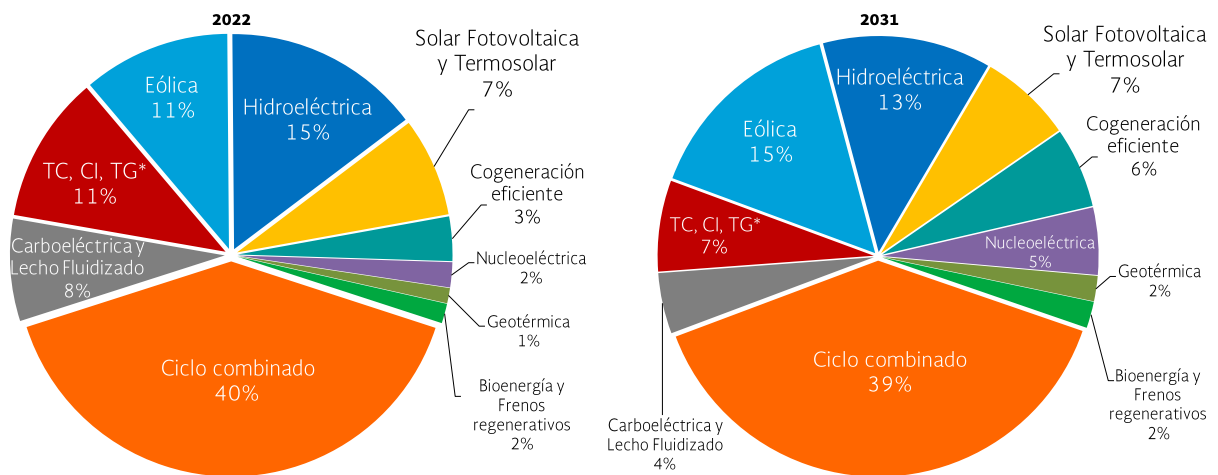
Por otro lado, las tecnologías limpias incrementarán su generación a una tasa promedio de 8% anual, la energía proveniente de las plantas fotovoltaicas y eólicas representan la trayectoria de mayor crecimiento en el periodo de estudio, con tasas medias anuales de 29% y 12%, respectivamente. En cambio, se estima un crecimiento moderado en la generación hidroeléctrica, en promedio de 1.4% anual, debido a la menor participación en la composición de la generación durante el periodo de estudio (ver Gráfico 4.5.4.).

GRÁFICO 4.5.1. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN 2031
(Gigawatt)



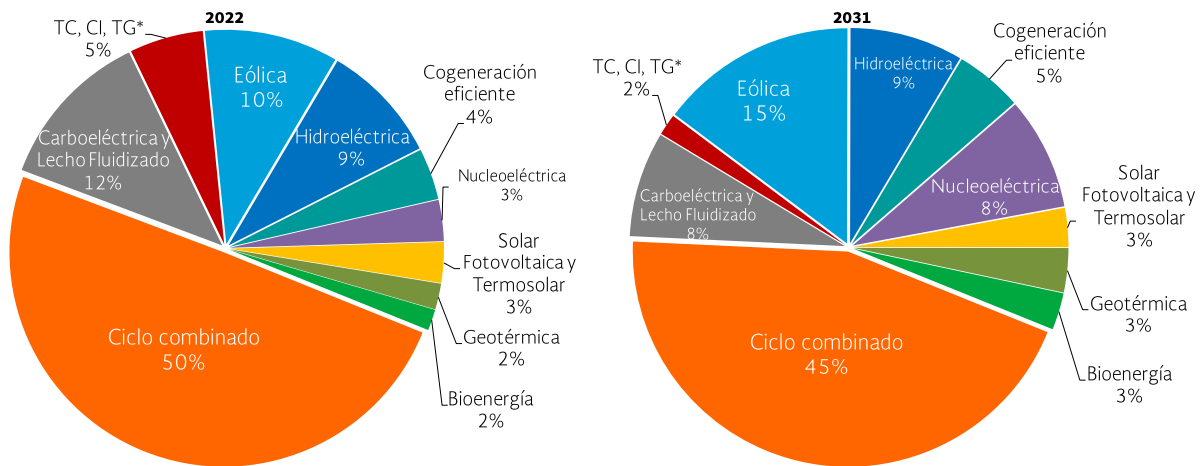
* No incluye Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.2. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2031
(Porcentaje)



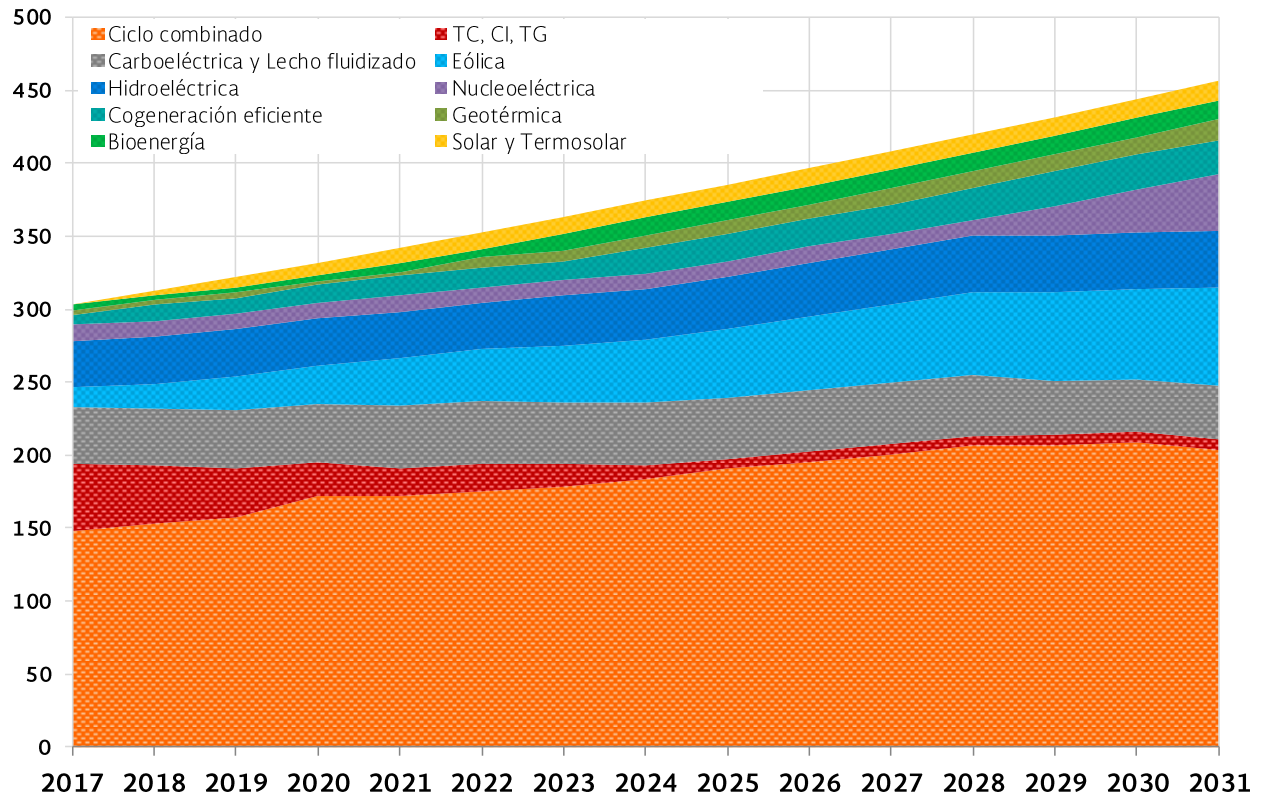
* Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.3. GENERACIÓN TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2031
(Porcentaje)



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

GRÁFICO 4.5.4. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017-2031
(Terawatt-hora)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.6. Consumo de combustibles

De acuerdo con la evolución esperada de la generación de energía eléctrica, el consumo de gas natural incrementará a una tasa promedio de 2.7% al año, por lo que al final del periodo de planeación su participación alcanzará el 60% en el total del consumo de combustibles fósiles requeridos para la producción de electricidad (ver Anexo, Gráfico 4.6.1. y Tabla 4.6.1.).

Durante los primeros 4 años del periodo de planeación, se espera un crecimiento más dinámico del consumo de gas natural, debido a la incorporación de 8.3 GW de centrales eléctricas de ciclo combinado que estarán operando en su totalidad en el año 2020 y representan el 44% del total de la capacidad adicional de esta tecnología a instalarse en el periodo de planeación.

Con la entrada en operación de los 14 gasoductos en la red nacional y de internación que se encuentran actualmente en construcción y se estima inicien su operación comercial en 2018, se incrementará la capacidad de transporte de gas natural en 12,681 mmpcd al año (equivalente a 5,030 petajoules).

El consumo de combustóleo disminuirá a una tasa media de 18% anual, lo cual se debe en gran medida al retiro programado de 10.9 GW de capacidad instalada de termoeléctricas convencionales, así como a 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.

El consumo del carbón mantendrá una trayectoria estable durante los próximos 15 años, con una disminución en su nivel a partir de 2028, por lo que se espera una tasa media de crecimiento anual de -0.4%. En 2019 se consolidará la rehabilitación y modernización de la central carboeléctrica José López Portillo que adicionará 129 MW, en 2021 entrará en operación el proyecto de lecho fluidizado que adicionará 461 MW, mientras que en el 2028 y 2029 se retirarán las cuatro unidades de la central Carbón II de 350 MW cada una.

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 reactores nucleares 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 7% en el consumo total de combustible ante la puesta en marcha de centrales eléctricas de bioenergía y cogeneración eficiente que adicionarán 1.5 GW.

Si bien, el consumo de diésel en la generación eléctrica representa un poco más del 1% en la matriz de combustibles fósiles, su participación representará 0.3% al final del periodo de planeación, y decrecerá el volumen consumido a una tasa media anual de -9.7%. Lo anterior se explica fundamentalmente por el retiro programado de 1.3 GW de capacidad instalada en turbogás.

4.7. Emisiones

La generación de energía eléctrica es la segunda fuente de mayor contribución de emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI), corresponde a 19% de las emisiones totales de GEI en México. De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (Inventario), las emisiones de GEI por el uso de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica fueron de 127 y 116 megatoneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e), en 2013 y 2014, respectivamente⁹⁸.

Asimismo, se ha planteado la ruta de mitigación de emisiones del sector eléctrico, a través de la Contribución Prevista y Determinada a nivel nacional (INDC por sus siglas en inglés), misma que prevé alcanzar un máximo de emisiones en el año 2026 y cumplir la meta de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada en el año 2030. De esta forma, el sector eléctrico contribuirá con el 31% del total de mitigación esperada, equivalente a 63 MtCO₂e que dejarán de emitirse si se cumple con la participación mínima de generación del 35% y 43% a partir de fuentes de energías limpias, en 2024 y 2030, respectivamente; la sustitución de combustibles pesados por gas natural, fuentes renovables y biocombustibles, así como la reducción de pérdidas técnicas en la red eléctrica.

En referencia con el escenario tendencial de emisiones GEI del sector eléctrico, se estima que tanto la operación regular de las unidades de generación que integran la infraestructura del sector

⁹⁸ El Inventario considera las emisiones en las centrales eléctricas operadas por la CFE y los PIE (<http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>).

eléctrico⁹⁹ como las adiciones y retiros de centrales eléctricas previstas en el PIIRCE 2017-2031, facilitarán la mitigación del 30% en 2030 (-61 MtCO₂e) y del 31% en 2031 (-63 MtCO₂e) (ver Anexo Gráfico 4.7.1.)¹⁰⁰.

La evolución de la composición de la matriz de generación eléctrica, a través de la participación creciente de energías limpias, constituye una trayectoria de mitigación de emisiones GEI equivalente a -43 MtCO₂e, es decir, el 71% de la meta establecida en el INDC en 2030 (ver Anexo Gráfico 4.7.2. y Tabla 4.7.1.).

4.8. Reserva de Planeación Eficiente (Margen de Reserva)

De acuerdo con los resultados del ejercicio de planeación, los valores de la reserva de planeación eficiente (VIRPe-MR) cumplen con los valores indicativos establecidos en la Política de Confiabilidad¹⁰¹ en cada una de las zonas de potencia vigentes al 2016 (ver Gráficos 4.8.1. y 4.8.2.).

Las trayectorias de los VIRPe-MR para los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur aplican para los periodos 2017-2021 y 2017-2022, 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) 2017-2031.

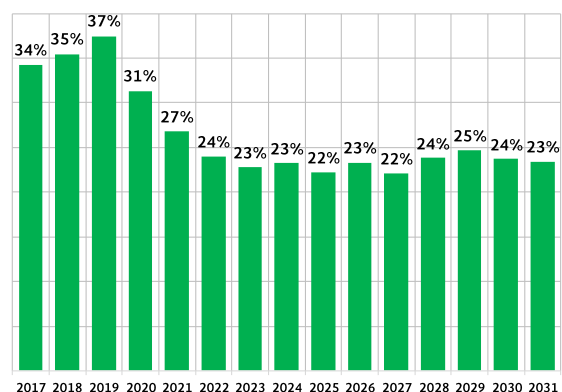
En el caso del Sistema Interconectado Baja California (SIBC), la trayectoria del VIRPe-MR cierra con 22.9% en 2021. El SIBC es una zona de potencia vulnerable a los cambios de capacidad de generación de las unidades de generación instaladas en la región y de los intercambios con los sistemas eléctricos 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 3.0%, el retiro de 499.4 MW de capacidad de generación y la adición de 822 MW de capacidad de generación, durante el periodo 2017-2021; b) la interconexión

con el SIN en 2022; 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 43.4% en 2022. 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 3.9%, el retiro de 149.5 MW de capacidad de generación y la adición de 251 MW de capacidad de generación, durante el periodo 2017-2022; b) la interconexión con el SIN en 2023, 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 el 2019, debido a la entrada en operación de 16,153 MW de capacidad adicional acumulada entre 2017 y 2019 de los proyectos incluidos en el PIIRCE, de los cuales el 68% reportan avances constructivos, el 19% están por iniciar obras y el 13% se encuentran en proceso de trámites. A partir de 2022, la trayectoria del VIRPe-MR del SIN se estabiliza y cierra con 23% en 2031.

GRÁFICO 4.8.1. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN EL SIN
(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

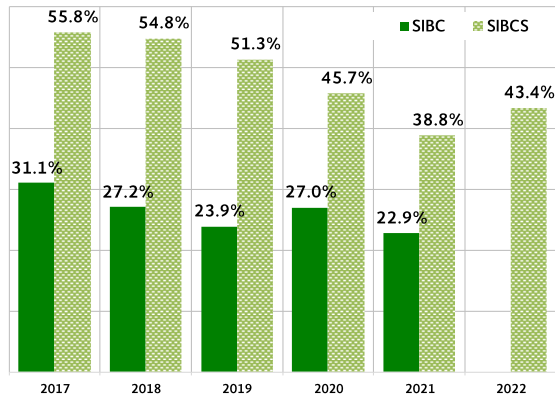
⁹⁹ Se toma en cuenta las emisiones de las centrales eléctricas de la CFE, así como los esquemas PIE, pequeña producción, autoabastecimiento, cogeneración y proyectos.

¹⁰⁰ Si se mantiene el valor de la meta del INDC en el año 2031.

¹⁰¹ DOF 28/02/2017: dof.gob.mx.

GRÁFICO 4.8.2. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN SIBC Y SIBCS

(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.9. Costos del Sistema Eléctrico Nacional

El PIIRCE 2017-2031 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 155,482 millones de dólares en el periodo 2017-2031¹⁰².

¹⁰² 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 2031, 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.

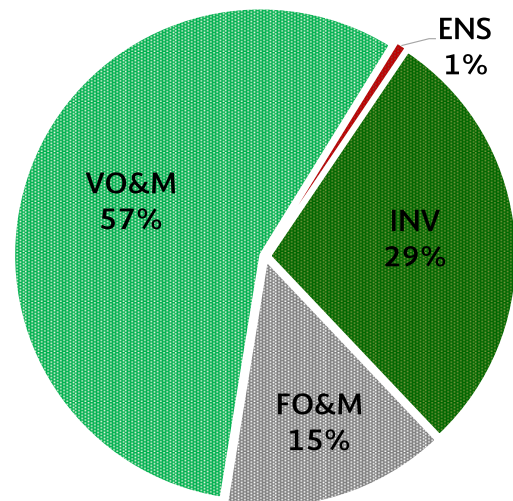
En términos de estructura, los costos VO&M y de inversión, son los de mayor participación en el total, 57% y 29%, respectivamente. El costo de energía no suministrada representa menos del 1% del costo total, y su valor estimado en el periodo de planeación es de 102 millones de dólares (ver Gráfico 4.9.1.).

Los costos totales del SEN se distribuyen anualmente en un rango entre 5 y 8 mil millones de dólares (mmdd). 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 4.9.2. y Anexo, Tabla 4.9.1.).

Los costos FO&M y VO&M decrecen a tasas medias anuales de -6.1% 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.

GRÁFICO 4.9.1. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SEN

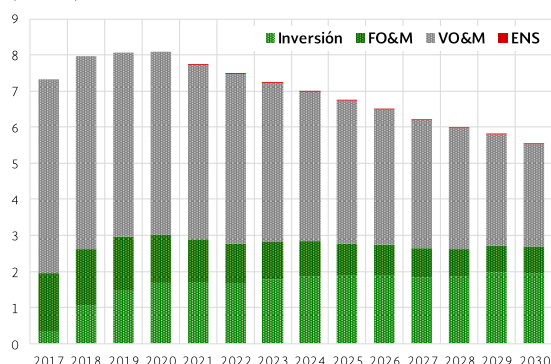
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.9.2. COSTOS DEL SEN 2017-2031

(mmdd)



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.10. Escenarios de estudio

Actualmente, el sector eléctrico mexicano se encuentra en un proceso dinámico de transformación, donde la planeación del sistema eléctrico es centralizada pero las principales decisiones de inversión son individuales y estas dependen de factores con alto contenido de incertidumbre. En estas condiciones, la planeación de 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.

El análisis de escenarios es un ejercicio dinámico, por lo que los resultados podrán cambiar según sea la evolución real del sector eléctrico y de las variables que condicionan su transformación. De esta forma, los escenarios de estudio son el resultado de la combinación de supuestos e indicadores que toman como referencia la planeación de largo plazo incluida en el PIIRCE 2017-2031.

Los escenarios 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 y las metas de energías limpias.

Por otro lado, se mantienen los valores de reserva de planeación eficiente, las fechas en las que se llevará a

cabo la interconexión de los sistemas aislados al SIN, y el programa de retiros de centrales eléctricas. De esta forma, cada escenario correspondería a un nuevo programa de expansión de la capacidad de generación para el periodo 2017-2031.

Asimismo, se considera el análisis de seis indicadores (capacidad, generación, costos, inversión, precios y emisiones GEI) con el fin de simplificar la evaluación cuantitativa de la evolución de la composición de la matriz del sector eléctrico en cada escenario y realizar comparaciones entre ellos.

El planteamiento de los escenarios es el siguiente:

Escenario	Supuestos
Referencia (REF)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias.
Precios (PRB o PRA)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Supone un crecimiento bajo o alto en los precios de combustibles.
Consumo (CNB o CNA)	Mantiene un crecimiento medio en los precios de combustibles. Cumple con la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Supone un crecimiento bajo o alto la demanda de energía eléctrica.
Diversificación (SMEL o AMEL)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias o se supone una participación de las fuentes de energías limpias en la generación eléctrica con mayor aceleración.
Optimista (OPT)	Supone un crecimiento bajo en los precios de combustibles y un crecimiento alto en la demanda de energía eléctrica. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias.
Pesimista (PES)	Supone un crecimiento alto en los precios de combustibles y un crecimiento bajo en la demanda de energía eléctrica. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias.
Impacto (IMP)	Mantiene un crecimiento medio en la demanda de energía eléctrica y en los precios de combustibles. No considera la trayectoria de Metas de Energías Limpias. Supone restricciones (ambientales, sociales, logísticas y financieras) para ejecutar los proyectos en la región sureste del país.

Resultados

El análisis de los resultados que arrojan los escenarios se presenta en dos conjuntos. El primero de ellos, consta de los escenarios de Precios, Consumo y Diversificación (escenarios unidireccionales) comparados con el escenario de Referencia. El segundo compara los escenarios Optimista, Pesimista e Impacto (escenarios de coyuntura) con referencia al escenario Sin Metas de Energías Limpias.

Capacidad

La capacidad instalada es más sensible a los cambios en la demanda de energía eléctrica y precios de combustibles, en relación con las medidas de diversificación. A medida que los precios de combustibles se acerquen al entorno alto, la capacidad instalada en el sistema eléctrico se incrementaría en 10%; observándose un crecimiento del 25% en la capacidad instalada de las tecnologías de energías limpias y un decremento del 17% en la capacidad instalada de las tecnologías convencionales.

Un mayor crecimiento en la demanda de energía eléctrica, implica un incremento en la capacidad de generación en su conjunto, la participación sería 29% mayor en las tecnologías convencionales y 6% mayor en las tecnologías limpias.

En el escenario OPT, la combinación de demanda alta y precios bajos de combustibles resulta ser la más favorecedora para el sistema en términos de capacidad, principalmente para las tecnologías convencionales, cuya capacidad incrementaría en 38% respecto al escenario SMEL.

Si bien, en el escenario PES se favorece la sustitución de capacidad convencional por capacidad de generación a partir de fuentes de energías limpias, la capacidad instalada del sistema sería 9% menor en relación con el escenario SMEL, dado que la demanda de energía eléctrica crece en menor ritmo y no se obliga el cumplimiento de las metas de energías limpias.

En el escenario IMP, la instalación de nueva capacidad de generación con fuentes limpias se mermaría en 24%, y conduciría a un incremento del 14% de capacidad convencional, para satisfacer la trayectoria de crecimiento medio de la demanda; sin embargo, dado que no se exige el cumplimiento de las metas de energías limpias, el efecto total sería una

reducción del 9% de la capacidad instalada en el sistema (ver Gráficos 4.10.1. y 4.10.2.).

Generación

La generación total del sistema eléctrico es más sensible ante cambios en el patrón de demanda y se mantiene estable ante cambios en los precios de combustibles o en las medidas de diversificación. La generación puede incrementar hasta 11% ante una evolución creciente de demanda eléctrica.

En la participación relativa de las distintas fuentes de generación, se mantiene estabilidad en las proporciones en comparación con el escenario REF, pero en los escenarios PRA, CNA y AMEL se promueve una mayor participación de la generación con fuentes de energías limpias.

En el escenario OPT se observa un posible aumento en el volumen de la generación del 11% comparado con el escenario SMEL, pero en detrimento de la diversificación a partir de fuentes limpias. Por el contrario, en el escenario PES, el volumen de generación sería 7% menor, tanto la generación con fuentes convencionales y con fuentes limpias decrecen en relación con el escenario SMEL.

El escenario IMP mantiene un volumen equivalente de generación con relación al escenario SMEL; sin embargo, dado que pudieran existir factores no técnicos que influyen en la materialización de los proyectos, la generación con fuentes de energía limpia cae en 23% (ver Gráficos 4.10.3. y 4.10.4.).

Costos

Los costos del sistema eléctrico pueden incrementar hasta 10%, debido a una mayor demanda de energía eléctrica o si los precios de combustibles son más altos. Los costos del combustible decrecen en los escenarios donde la demanda y los precios de combustibles son bajos, así como en el escenario AMEL, por la anticipación en el cumplimiento de las metas de energía limpia.

Los costos totales del sistema aumentarían en los escenarios de coyuntura OPT y PES hasta 4% en comparación con el escenario SMEL, lo cual se explica por el incremento en los costos asociados al mayor consumo de combustibles. Por otro lado, el costo total del sistema en el escenario IMP sería equivalente al del escenario SMEL, aunque por estructura, los costos de inversión caerían en 11% y los de combustibles subirían en 7%, dado que

predomina la generación con fuentes de energía convencional por las limitaciones en la ejecución de los proyectos de energías limpias (ver Gráficos 4.10.5. y 4.10.6.).

Inversión

El nivel de inversión necesaria para la expansión de la generación, oscila en 1.7 billones de pesos en los escenarios unidireccionales, y en 1.4 billones de pesos en los escenarios de coyuntura, en los próximos 15 años.

La inversión responde con mayor impulso a trayectorias de demanda alta y precios de combustibles altos. El sistema compensa el incremento en los precios de combustibles con la integración de centrales con tecnologías limpias, en este caso, la inversión se eleva hasta 21%. A su vez, para satisfacer una mayor demanda, el sistema requeriría mayor capacidad de generación tanto convencional como limpia, por lo que se esperaría un incremento de 10% en la inversión.

Ante un escenario sin obligaciones de energías limpias o desaceleración en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, se desincentivaría la inversión del sector eléctrico en 16% y 14%, respectivamente.

En relación con los escenarios de coyuntura, el escenario OPT impulsaría la inversión del sector eléctrico, en cambio, el nivel de inversión en el escenario IMP sería 13% menor en comparación con el escenario SMEL (ver Gráficos 4.10.7. y 4.10.8.).

Precios

El comportamiento de los precios de combustibles es la variable con mayor influencia en los precios nodales de energía eléctrica. A su vez, los efectos derivados de los cambios en los precios de combustibles son de mayor magnitud en los precios nodales de las regiones de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, en las cuales predominaría la generación de electricidad con base en fuentes de combustibles fósiles.

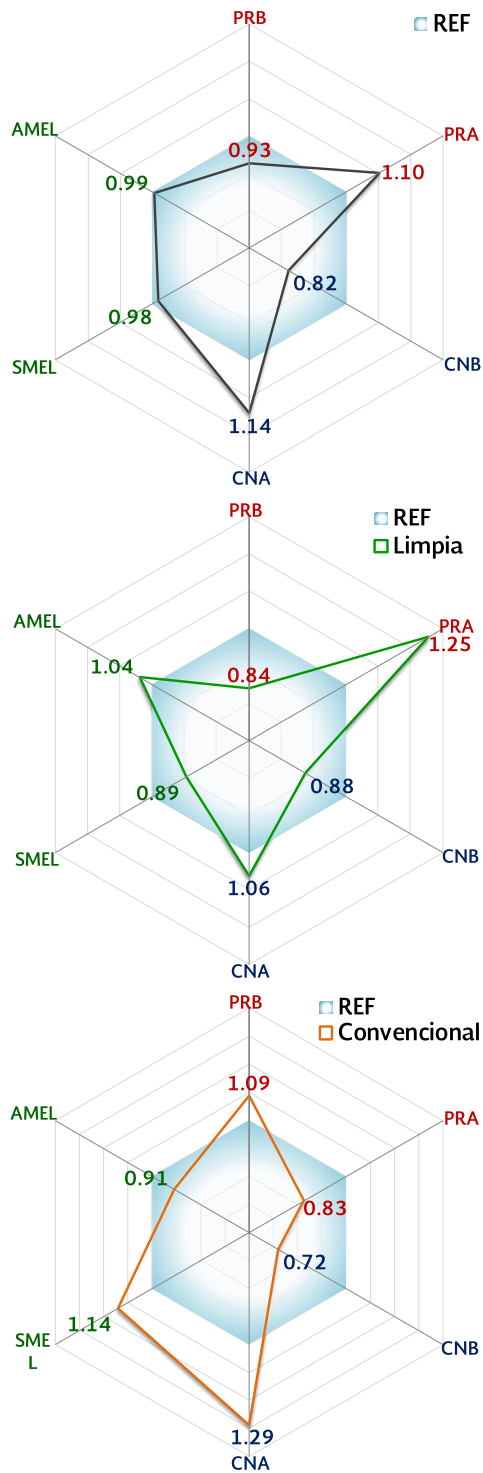
La posible permanencia de factores no técnicos que influyen en la materialización de los proyectos, no es una variable que influya en el comportamiento de los precios nodales de energía eléctrica (ver Gráficos 4.10.9. y 4.10.10.).

Emisiones GEI

Un mayor dinamismo en el consumo de energía eléctrica implica mayor capacidad de reserva para cubrir los excesos en las horas en las que se alcanza los máximos de demanda eléctrica, razón por la cual las emisiones GEI pueden incrementarse hasta 7% en relación con el escenario REF. En cambio, un escenario menos contaminante se asocia a un repunte en los precios de combustibles, por lo que se sustituye generación convencional por generación a partir de fuentes de energía limpia.

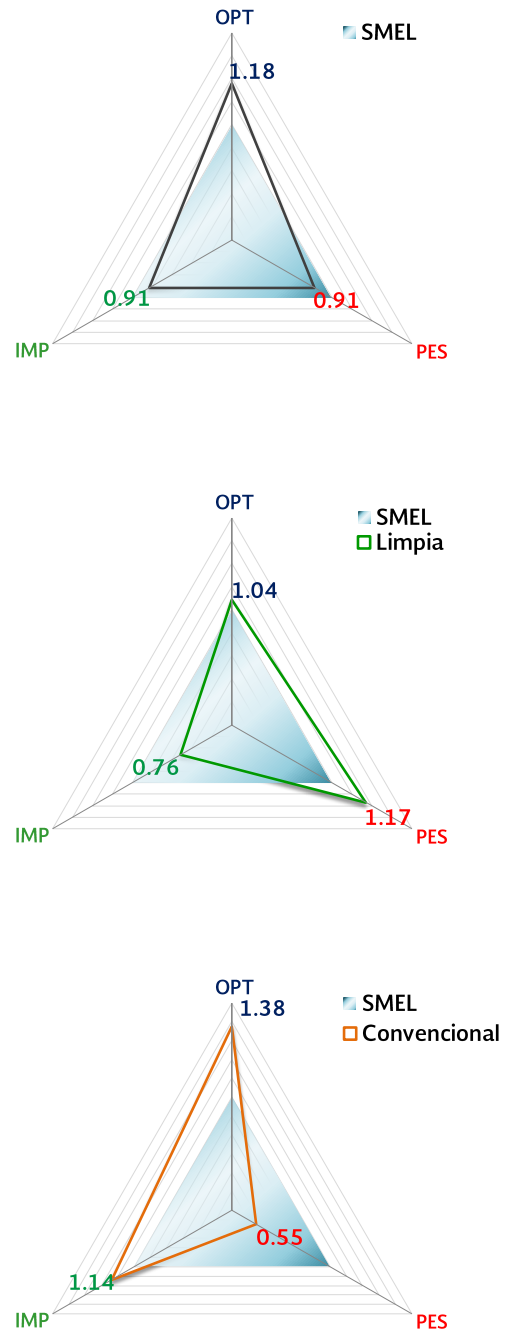
Dado que el volumen de generación es menor en el escenario PES, resulta en una reducción de 11% en las emisiones de GEI comparado con el escenario SMEL. En cambio, los escenarios OPT e IMP promueven mayores emisiones GEI, dado el impulso a la generación convencional, ya sea por precios de combustibles más baratos o las dificultades en la ejecución de los proyectos de energías limpias, lo que pudiera impedir la diversificación de la matriz eléctrica (ver Gráficos 4.10.11. y 4.10.12.).

GRÁFICO 4.10.1. CAPACIDAD ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



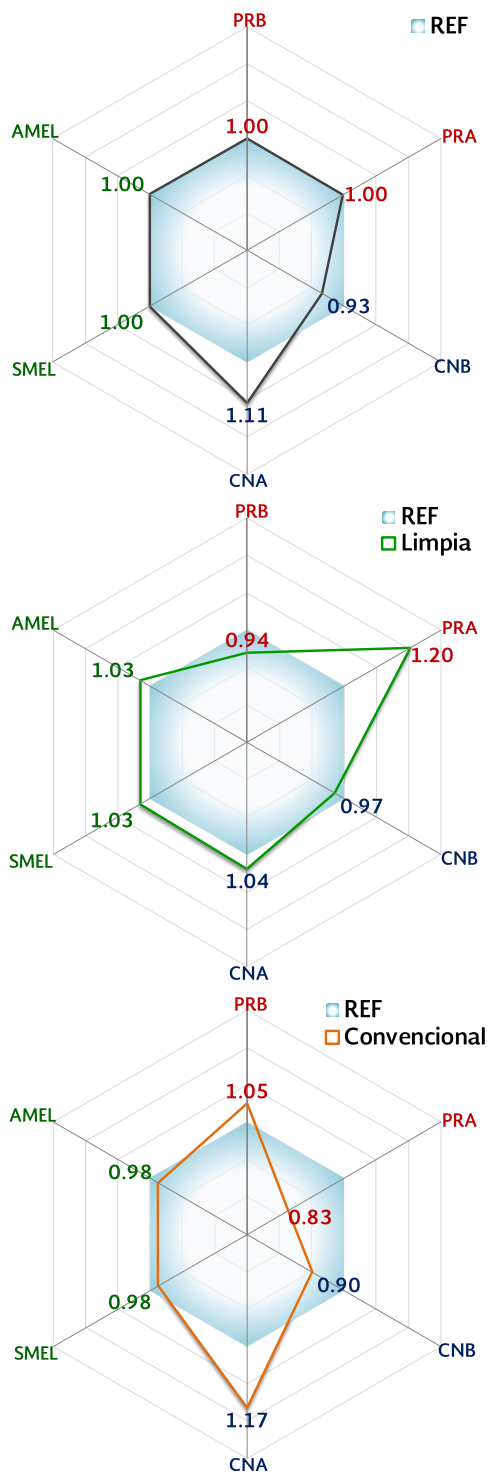
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.2. CAPACIDAD ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



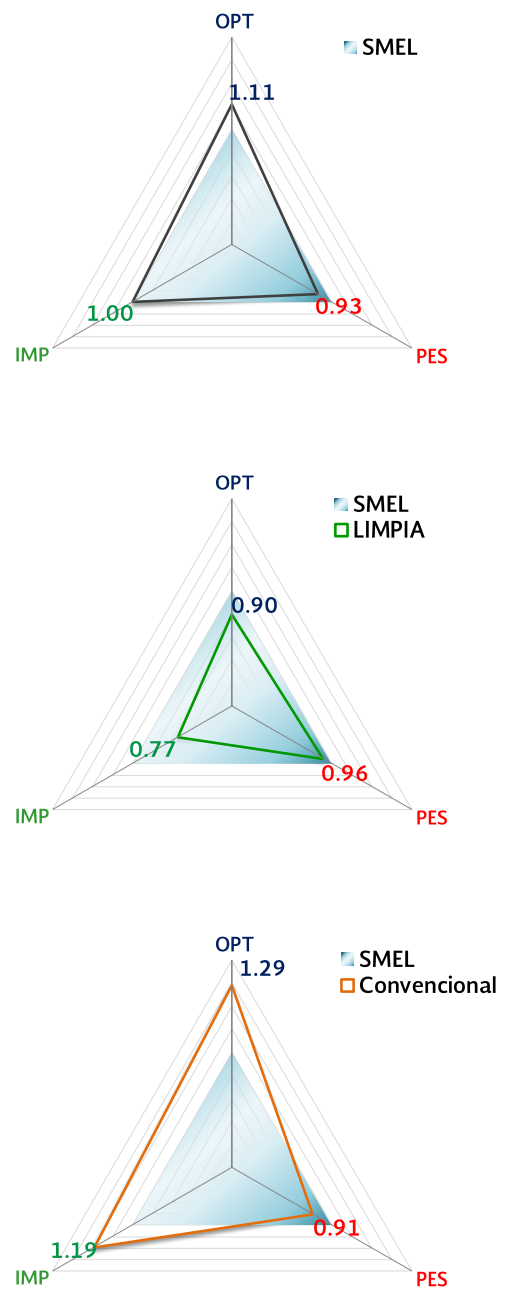
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.3. GENERACIÓN ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



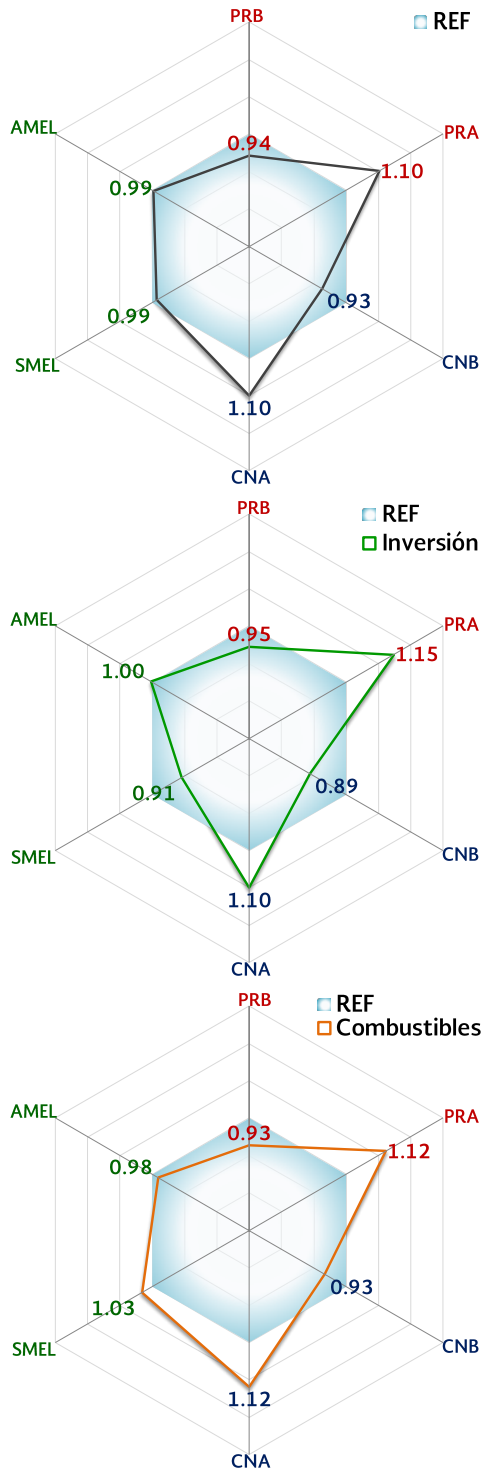
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.4. GENERACIÓN ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



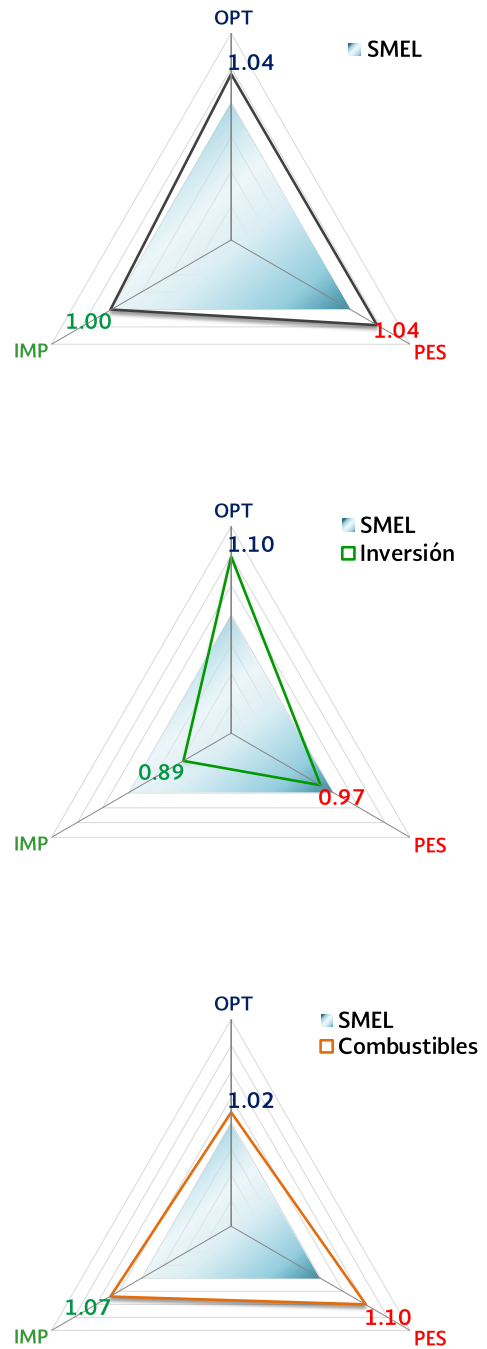
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.5. COSTOS ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



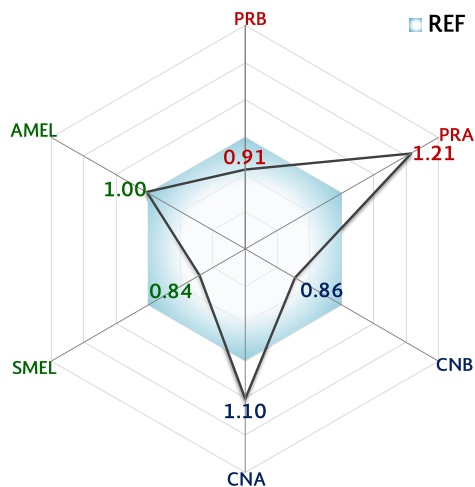
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.6. COSTOS ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



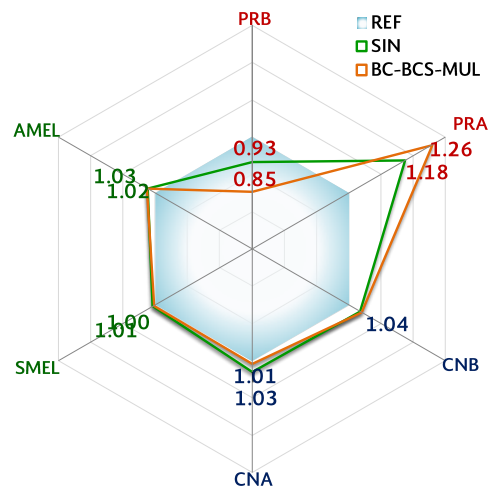
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.7. INVERSIÓN ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



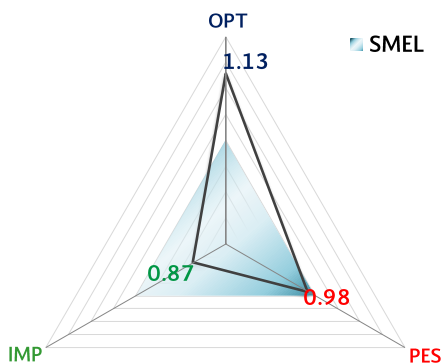
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.9. PRECIOS ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



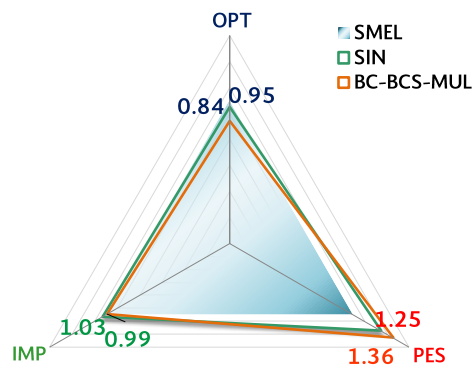
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.8. INVERSIÓN ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



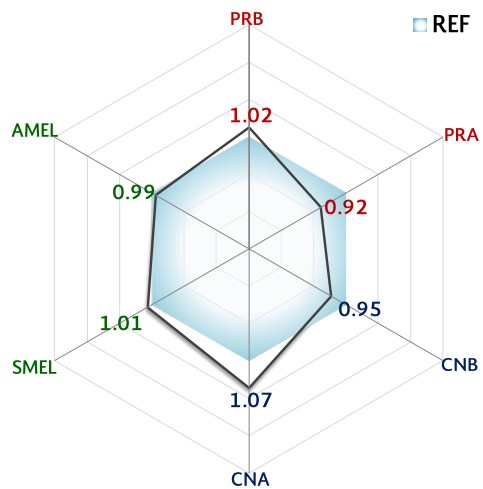
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.10. PRECIOS ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



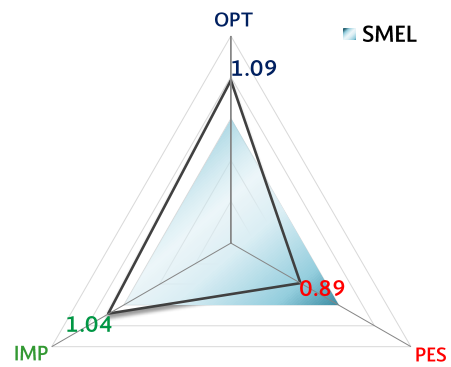
Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.11. EMISIONES GEI ESCENARIOS UNIDIRECCIONALES 2017-2031
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.10.12. EMISIONES GEI ESCENARIOS DE COYUNTURA 2017-2031
(índice)



Fuente: Elaborado por la SENER.



PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) que forma parte del PRODESEN 2017-2031, tiene como propósito minimizar los costos de prestación del servicio, reducir los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación, considerando los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red. La propuesta de ampliación de la infraestructura de la RNT permitirá incrementar la capacidad de transmisión entre las zonas de exportación y propiciará que los proyectos de generación de energía eléctrica tengan acceso abierto a la RNT.

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

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

Para alcanzar dichos objetivos, el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, contempla tres modalidades de proyectos:

- **Proyectos programados:** proyectos y obras plenamente evaluados e identificados en el proceso de planeación, los cuales ya pueden ser programados para su ejecución. Estos proyectos incluyen nuevas obras y obras con asignación en PEF, en etapa de licitación y construcción.
- **Proyectos en estudio:** proyectos y obras que están plenamente identificados en el proceso de planeación, los cuales se encuentran en etapa de evaluación y estudio para determinar el posible beneficio neto para el SEN por su realización. Estos proyectos serían incluidos en ediciones posteriores del PRODESEN en caso de que la

evaluación y estudio antes mencionados den como resultado un beneficio neto para el SEN.

- **Proyectos en perspectiva de análisis:** potenciales proyectos que estarán sujetos a evaluación y estudios de planeación para identificar las obras requeridas para su ejecución y posteriormente cuantificar los beneficios para el SEN.

5.1. Seguimiento a los proyectos 2015 y 2016

La SENER, como responsable de dirigir el proceso de planeación y la elaboración del PRODESEN, solicitó al CENACE analizar los proyectos 2015 y 2016 para actualizar su vigencia o, en su caso, modificar sus metas físicas, capacidades, fechas de entrada, análisis beneficios-costos, información técnica y estudios electrotécnicos.

De conformidad con la LIE, la SENER incorpora, en el PRODESEN 2017-2031, los proyectos y aspectos relevantes del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT propuesto por el CENACE en 2017, así como, la posible actualización de los proyectos instruidos en 2015 y 2016. Lo anterior, a fin de:

1. Que se haga del conocimiento del Transportista, la actualización de la información técnica y las fechas de entrada en operación de los proyectos Compensación Capacitiva Occidente, Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur-Noroeste; Enlace Asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora –Arizona EUA; Guadalajara Industrial Boc. 3; Línea de Transmisión en Corriente Directa Istmo de Tehuantepec-Valle de México, y Línea de Transmisión en corriente alterna submarina Playacar-Chancanaab.
2. Que, para los demás proyectos, el Estado haga uso de los mecanismos que permitan

garantizar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT; de manera que la Secretaría, CFE Transmisión o los Transportistas formen asociaciones o celebren contratos con particulares para llevar a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, bajo los términos indicados en la Sección 5.7.

Proyectos en estudio y en perspectiva de análisis en 2015 y 2016 que forman parte del PRODESEN 2017-2031

Conforme a la planeación anual de la RNT, en versiones anteriores del PRODESEN se presentaron propuestas de proyectos que se encontraban en la modalidad de estudio o en perspectiva de análisis. Actualmente, dichos proyectos han evolucionado en su estatus de modalidad, por ejemplo, algunos proyectos en perspectiva de análisis se han situado en la modalidad de estudio, y proyectos bajo estudio se han programado. La evolución del estatus de los proyectos se presenta en las Tabla 5.1.1.A. y 5.1.1.B

Proyectos Programados e instruidos en 2015 y 2016 que forma parte del PRODESEN 2017-2031

Las obras, metas físicas y fechas de entrada en operación necesaria o factible de los proyectos programados e instruidos en 2015 y 2016, que fueron actualizadas y que están contenidos en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, que forma parte del PRODESEN 2017-2031 se especifican en las Tablas 5.1.2 y 5.1.3.

Los proyectos que fueron Instruidos en 2015 y 2016 no contenidos en dichas tablas se consideran cancelados debido a los resultados de la reevaluación.

En el caso de la Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula, Chiapas, la ejecución del proyecto debe coordinarse con los avances y resultados de los estudios de “Diseño General del Mercado Eléctrico México-SIEPAC” y “Estudio, Análisis y Definición de la Infraestructura de Transmisión para Interconectar el Sistema Eléctrico de México con el SIEPAC”, a fin de determinar finalmente su factibilidad financiera, económica y técnica. (ver Sección 2.7).

TABLA 5.1.1.A. PROYECTOS EN ESTUDIO Y EN PERSPECTIVA DE ANÁLISIS EN 2015 QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Proyecto ^{1/}	Estatus Actual			
	Perspectiva de Análisis	Estudio	Sin Beneficio al SEN	Programado
PRODESEN 2015				
Corredores de transmisión internos en corriente directa.		•		•
Identificación de necesidades de regulación dinámica de voltaje en zonas de alta densidad de carga como: zona Bajío, Ciudad de Monterrey y Ciudad de México				•
Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión San Bernabé -Topilejo.			•	
Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tula-Querétaro Potencia Maniobras.			•	
Repotenciación de las líneas de 400 kV en el corredor de transmisión Tepic Dos-Cerro Blanco.			•	
Interconexión del sistema aislado de Baja California con el SIN				•
Interconectar la RNT con las Redes de Energía Eléctrica de Norteamérica y Centroamérica.	•	•		•

^{1/} Un proyecto puede contener más de un estatus actual, porque este, en su etapa de estudio, se convirtió en más de un proyecto; tal es el caso de los corredores de transmisión de corriente directa y las líneas de interconexión con Norteamérica y Centroamérica. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 5.1.1.B. PROYECTOS EN ESTUDIO Y EN PERSPECTIVA DE ANÁLISIS EN 2016 QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Proyecto	Estatus Actual			
	Perspectiva de Análisis	Estudio	Sin Beneficio al SEN	Programado
PRODESEN 2016				
Interconexión de Baja California Sur y Mulegé a SIN				•
Dos Bocas Banco 7			•	
Banco de baterías 10 MW para integrar 90 MW adicionales de capacidad de generación eléctrica renovable en Baja California Sur		•		
Cambio de tensión de la línea de transmisión Nacozari-Moctezuma	•			
Revisión de la infraestructura de las interconexiones entre México-Norteamérica y México-Centroamérica, entre los que destacan:				
1. Enlace asíncrono Back to Back Ciudad Juárez, Chihuahua, – El Paso, Texas	•			
2. Enlace asíncrono Back to Back ubicado en Reynosa, Tamaulipas				
3. Enlace asíncrono Back to Back entre México – Guatemala				
Línea de transmisión Fronteriza en Corriente Directa que recorra la frontera norte del país	•			
Diseño de la red de transmisión y distribución de las principales ciudades con alta densidad de carga y zonas turísticas				•
Cambio de tensión en la red de suministro de la ciudad de Tijuana	•			
Red de transmisión de la ciudad de Chihuahua a La Laguna			•	
Diseño de la red de transmisión para prever integración de generación renovable en zonas de alto potencial		•		
Análisis para continuar o incrementar las aplicaciones de redes eléctricas inteligentes		•		

Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 5.1.2. PROYECTOS PROGRAMADOS E INSTRUIDOS POR LA SENER EN 2015 QUE FORMAN PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec-Valle de México								
FEOF: Ago-2020								
Volcán Gordo-Yautepec Potencia ¹	Central	400	1 CA	2	128.5			
Yautepec Potencia – Topilejo ^{3,6}		400	1 CA	1	68.8			
Agustín Millán II – Volcán Gordo ^{1,2}		400	1 CA	2	48.1			
Volcán Gordo MVAr (reactor de línea)		400	1 R					66.8
Xipe - Ixtepec Potencia	Oriental	400	1 CA	2	100.8			
Yautepec Potencia Estación Convertidora LCC		500	1 EC			3600	500/400	
Ixtepec Potencia Estación Convertidora LCC		500	1 EC			3600	500/400	
Xipe Bancos 1, 2 y 3		400	10 AT			1250	400/230	
Xipe Banco 4		400	4 T			300	400/115	
Xipe MVAr		400	1 R					100.0
Yautepec Potencia – Ixtepec Potencia		+/- 500	1 CD	Bipolo	1221.2			
Ixtepec Potencia – Juile ¹		400	1 CA	2	138.7			

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab								
FEOF: Abr-2020								
Playacar - Chankanaab II ⁴	Peninsular	115	1 CA	1	25.0			
Playa del Carmen - Playacar ⁵		115	1 CA	1	2.5			
Chankanaab II Bancos 3 y 4		115	2 T			120	115/34.5	
Chankanaab II MVAr		34.5	1 CAP					6.0
Chankanaab MVAr		34.5	1 CAP					6.0
Cozumel MVAr		34.5	1 CAP					6.0
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla								
FEOF: Dic-2019								
Puebla Dos-Lorenzo Potencia ¹	Oriental	400	1 CA	2	21.2			
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula, Chiapas								
FEOF: Sep-2019								
Angostura - Tapachula Potencia ²	Oriental	400	1 CA	2	193.5			
Tapachula Potencia MVAr (reactor de línea)		400	1 R					100.0
Compensación de la zona Guanajuato								
FEOF: Abr-2019								
Guanajuato MVAr	Occidental	115	1 CAP					22.5
Santa Fe II MVAr		115	1 CAP					30.0
Lagos Galera MVAr		115	1 CAP					22.5
Compensación de la zona Querétaro								
FEOF: Abr-2019								
Buenavista MVAr	Occidental	115	1 CAP					22.5
Dolores Hidalgo MVAr		115	1 CAP					22.5
La Fragua MVAr		115	1 CAP					22.5
La Griega MVAr		115	1 CAP					22.5
Querétaro Oriente MVAr		115	1 CAP					22.5
Compensación de la zona Apatzingán								
FEOF: Abr-2018								
Cerro Hueco MVAr (traslado) ⁷	Occidental	69	1 CAP					8.1
Compensación de las zonas San Luis y Mexicali								
FEOF: Sep-2018								
Hidalgo MVAr	Baja California	161	1 CAP					21.0
Packard MVAr		161	1 CAP					21.0
Compensación de la zona de Ensenada								
FEOF: Sep-2018								
San Simón MVAr	Baja California	115	1 CAP					7.5
Compensación de las zonas Guasave								
FEOF: Abr-2017								
Guamúchil Dos MVAr	Noroeste	115	1 CAP					22.5
Compensación de la zona Tijuana								
FEOF: Sep-2018								
Guerrero MVAr	Baja California	69	1 CAP					16.0
México MVAr		69	1 CAP					16.0
Compensación de la zona Los Cabos y La Paz								
FEOF: Sep-2018								
Santiago MVAr	Baja California	115	1 CAP					7.5
Bledales MVAr	Sur	115	1 CAP					12.5

Notas: FEOF: Fecha de entrada en operación factible; CA: Corriente Alterna; CD: Corriente Directa; CAP: Capacitor; R: Reactor; T: Transformador; AT: Autotransformador; EC: Estación Convertidora. ^{1/} Tendido del primer circuito. ^{2/} Tendido del segundo circuito. ^{3/} Recalibración. ^{4/} Cable Submarino. ^{5/} Circuito o tramos subterráneo. ^{6/} Reemplazo de equipamiento serie y repotenciación del circuito en calibre 113 ACSR conductor de alta temperatura para incremento en capacidad 1500 MVA. ^{7/} Obra por cambio de alcance. Fuente: Elaborado por la SENER.

TABLA 5.1.3. PROYECTOS PROGRAMADOS E INSTRUIDOS POR LA SENER EN 2016 QUE FORMA PARTE DEL PRODESEN 2017-2031

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Interconexión Baja California - SIN								
FEOF: Abr-2021								
Cucapah-Seri	Baja California	± 500	1 CD	Bipolo	1,400			
Cucapah - Sánchez Taboada ²		230	1 CA	2	10			
Cucapah entronque Centenario - Sánchez Taboada		230	1 CA	2	2			
Cucapah entronque Wisteria - Cerro Prieto II		230	1 CA	2	2			
Eólica Rumorosa-Cucapah		400	1 CA	2	170			
Eólica Rumorosa - La Herradura		400	1 CA	2	120			
La Herradura - Tijuana ³		400	1 CA	2	32			
Santa Ana - Nacoziari	Noroeste	400	1 CA	2	160			
Seri Estación Convertidora VSC		± 500	1 EC			1800	± 500/400	
Cucapah Estación Convertidora VSC	Baja California	± 500	1 EC			1800	± 500/400	
Cucapah Bancos 1 y 2		± 400	7 AT			875	± 400/230	
La Herradura Bancos 1 y 2		± 400	7 AT			875	± 400/230	
Eólica Rumorosa MVAr (reactor en línea)		400	1 R					67.0
Eólica Rumorosa MVAr (reactor en línea)		400	1 R					50.0
Santa Ana MVAr (reactor en línea)	Noroeste	230	1 R					21.0
Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora – Arizona, EUA								
FEOF: Abr-2019								
Nogales Aeropuerto-Back to Back Nogales, EUA Tramo 1 ¹	Noroeste	230	1 CA	2	16			
Nogales Aeropuerto-Back to Back Nogales, EUA Tramo 1 ²		230	1 CA	2	11			
Nogales Aeropuerto MVAr		230	1 CAP					35.0
Red de Transmisión para el Aprovechamiento de los Recursos Eólicos de Tamaulipas								
FEOF: Jun-2021								
Jacalitos - Regiomontano ¹	Noreste	400	1 CA	2	180			
Reynosa Maniobras - Jacalitos		400	1 CA	2	66			
Aeropuerto-Reynosa Maniobras ¹		400	1 CA	2	29			
Jacalitos MVAr (reactor de bus)		400	1 R					133.3
Jacalitos MVAr (reactor de línea)		400	1 R					66.7
Chichi Suárez Banco 1								
FEOF: Mar-2020								
Chichi Suárez Entronque Norte - Kanasin Potencia	Peninsular	230	1 CA	4	14.8			
Chichi Suárez Entronque Nachicocom - Cholul		115	1 CA	2	0.2			
Chichi Suárez Entronque Nachicocom - Izamal		115	1 CA	2	9			
Chichi Suárez Entronque Nachicocom - Itzimná		115	1 CA	2	0.2			
Chichi Suárez Entronque Norte - Kopté		115	1 CA	2	1			
Chichi Suárez Banco 1		230	4 T			300	230/115	

Obras	Gerencia	Tensión kV	Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				Circuitos	km-c	MVA	Transformación	MVAr
Potrerillos Banco 4								
FEOF: Transmisión Abr-2020 y Transformación Oct-2020								
Potrerillos entronque León I - Ayala	Occidental	115	1 CA	2	32			
Potrerillos - San Roque ¹		115	1 CA	2	8			
Potrerillos Banco 4		400	4 T			500	400/115	
León Tres Banco 3 (Traslado)		230	3 AT			100	230/115	
Guadalajara Industrial								
FEOF: Abr-2019								
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 1) ^{3,5}	Occidental	230	1 CA	4	4.5			
Recalibración Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 3) ⁶		69	1 CA	1	1.8			
Guadalajara Industrial - Bugambilias (tramo 2) ¹		69	1 CA	2	4.5			
Guadalajara Industrial entronque Miravalle-Álamos Higuierillas-Álamos		69	1 CA	2	9			
Guadalajara Industrial - Las Pintas		69	1 CA	1	2.9			
Santa Cruz-Parques Industriales ¹		69	1 CA	1	1.7			
Santa Cruz entronque-San Agustín-Acatlán		69	1 CA	2	0.1			
Guadalajara Industrial Banco 2				4 T			300	230/69
Zona La Laguna								
FEOF: Abr-2023								
Torreón Sur - Takata ⁶	Norte	115	1 CA	1	5.3			
Takata - Torreón Oriente ⁶		115	1 CA	1	5.2			
Torreón Sur - Maniobras Mieleras ⁶		115	1 CA	1	5			
Maniobras Mieleras - Diagonal ⁶		115	1 CA	1	7.2			
Torreón Sur - Torreón Oriente ⁶		115	1 CA	1	13.4			
Torreón Oriente - California		115	1 CA	2	5.3			
Torreón Sur Banco 3		400	3 T			375	400/115	

Notas: FEON: Fecha de entrada en operación necesaria; FEOF: Fecha de entrada en operación factible; CA: Corriente Alterna; CD: Corriente Directa; CAP: Capacitor; R: Reactor; T: Transformador; AT: Autotransformador; EC: Estación Convertidora. ^{1/} Tendido primer circuito. ^{2/} Tendido del segundo circuito. ^{3/} Operación inicial en 230 kV. ^{4/} Tendido del tercer circuito. ^{5/} Tendido del tercer circuito. Operación inicial en 69 kV. ^{6/} Recalibración. Fuente: Elaborado por la SENER.

5.2. Nuevos Proyectos de Ampliación de la RNT y las RGD

Los principales proyectos y obras de transmisión propuestos por el CENACE en 2017, que se adicionan a los proyectos programados a los que se refieren la Sección 5.1, son los siguientes:

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

1. Proyectos programados

1.1. Interconexión Baja California Sur-SIN

Objetivo 2. Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

1. Proyectos programados

1.1. Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District

2. Proyectos en perspectiva de análisis

Revisión de la infraestructura de las interconexiones entre México - Norteamérica y México - Centroamérica para profundizar la integración de los mercados eléctricos y aumentar competitivamente el intercambio de energía eléctrica entre los sistemas eléctricos participantes, entre los que destacan:

- 2.1. Enlace asíncrono Back to Back Ciudad Juárez, México-El Paso, Texas.
- 2.2. Enlace asíncrono Back to Back México-Guatemala
- 2.3. Enlace asíncrono Back to Back en Reynosa, Tamaulipas

Objetivo 3. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.

1. Proyectos programados

- 1.1. Interconexión Sureste-Peninsular
- 1.2. El Arrajal Banco 1
- 1.3. Suministro Oaxaca y Huatulco
- 1.4. Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tabasco
- 1.5. Otros proyectos de transmisión, transformación y compensación

2. Proyectos en perspectiva de análisis

- 2.1. Corredor de transmisión a lo largo de la frontera con los Estados Unidos de América
- 2.2. Cambio de tensión en la red de suministro de la Ciudad de Tijuana
- 2.3. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes en el Programa de Ampliación y Modernización

Metas Físicas Esperadas

Para el período 2017-2029, el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT adicionará los siguientes recursos físicos a la actual RNT:

- **Transmisión:** 410 obras que representan 23,772.5 km-c.
- **Transformación:** 256 obras que representan 58,099 MVA.
- **Compensación:** 259 obras que representan 11,930.7 MVA.

Los recursos físicos adicionales se componen de proyectos instruidos por la SENER y que fueron revaluados, proyectos por instruir por parte de la SENER, proyectos enunciativos a propuestas del CENACE, y proyectos legados y nuevos de las Subdirecciones de Distribución y Construcción de la CFE (ver Anexo, Tablas 5.2.1 a 5.2.3).

Modernización de la RNT y las RGD

1. Proyecto de implementación del Sistema de Medición para el MEM
2. Proyecto de Red Eléctrica Inteligente

5.3. Principales Proyectos

Metas Físicas Esperadas

Los principales proyectos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT adicionarán los siguientes recursos físicos a la actual RNT:

- **Transmisión:** 35 obras que representan 4,554.6 km-c.
- **Transformación:** 11 obras que representan 7,706.3 MVA.

- **Compensación:** 10 obras que representan 3,146.1 MVAr.

Las características, fechas de entrada y metas físicas de los principales proyectos están indicados en las fichas de los proyectos que forman parte del presente numeral, conformado por los proyectos de mayor relevancia.

Para llevar a cabo la ejecución de los proyectos Interconexión SIN-Baja California Sur, Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District e Interconexión Sureste-Peninsular, se debe considerar lo siguiente:

Interconexión SIN-Baja California Sur

El proyecto está programado para llevarse a cabo inicialmente bajo la opción técnica propuesta en este PRODESEN. Sin embargo, se establecerá un Grupo de Trabajo con el CENACE, la CRE, la SENER, y en su caso, el Transportista al que se le asigne el proyecto para estudiar una alternativa que contemple una interconexión desde la región de transmisión 04-Los Mochis hasta 51-La Paz, en tecnología de Corriente Directa o Corriente Alterna. Asimismo, este proyecto queda sujeto a que la CFE cancele la licitación de suministro de gas para Baja California Sur.

La SENER establecerá contacto y sinergias con dependencias y organismos del sector de telecomunicaciones, a fin de explorar y definir la pertinencia de desarrollar de manera paralela la interconexión eléctrica, así como la construcción e instalación de un cable submarino que cuente con la infraestructura de fibra óptica entre el macizo continental y el sur de la Península de Baja California.

Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District

El inicio del proyecto está sujeto a los avances que el CENACE informe a la SENER en relación a las gestiones de entendimiento con su contraparte en EE.UU., sobre temas regulatorios y ejecución de obras necesarias para llevar a cabo esta interconexión en territorio estadounidense.

Interconexión Sureste-Peninsular


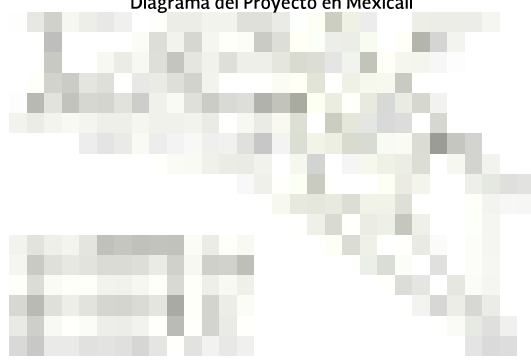







El proyecto está programado, en principio, para llevarse a cabo bajo la opción técnica propuestas en este PRODESEN. Sin embargo, está sujeto a que se establezca un Grupo de revisión por parte del CENACE, la CRE y la SENER, con la finalidad de estudiar alternativas que permitan el desarrollo del proyecto y obras en fechas de entrada en operación diferidas a las originalmente propuestas, revisar la capacidad adicional probable para proyectos renovables, en particular eólicos y solares en la península y evaluar la posible determinación de diversas zonas de potencia en el SIN, entre otros.

Objetivo 1. Interconectar el SIN con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California

1.1. Interconexión SIN-Baja California Sur			
		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	
	MODALIDAD	Diagrama del Proyecto	
	Programado		
	DIAGNÓSTICO		
	Baja California Sur (BCS) se compone de dos sistemas que operan en forma aislada, Baja California Sur y Mulegé. Los principales centros de consumo de energía eléctrica de BCS se ubican en las ciudades de La Paz, Cabo San Lucas y San José del Cabo, donde predominan las actividades turísticas. El sistema Mulegé suministra de energía eléctrica al norte del estado de BCS, principalmente los poblados de Santa Rosalía, Guerrero Negro y Mulegé, donde predominan pequeñas poblaciones con actividades turísticas. El reducido tamaño en la red eléctrica de BCS obliga a satisfacer la demanda con generación a base de pequeñas unidades de combustión interna y unidades turbotrén, que consumen combustóleo y diésel, con alto costo de operación e impactan negativamente al ambiente.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Generación de energía eléctrica con unidades a base de combustóleo y diésel con altos costos operativos, restricciones de tipo ambiental en BCS para instalar nuevos proyectos de generación a base de combustóleo y diésel, y la falta de interés e inversión para desarrollar proyectos de generación eléctrica de tecnología firme (ciclo combinado) para el suministro de energía eléctrica y respaldar la confiabilidad de los sistemas aislados.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá obtener ahorros en los costos de inversión en infraestructura de generación y transmisión, costos de producción por combustibles y operación y mantenimiento, reducción de costos de energía no suministrada, incrementar la integración de generación renovable e integrar todo el SEN.		
	2. Alternativa: Se analizó una opción considerando únicamente dos estaciones convertidoras, una en Esperanza y la segunda en la SE Mezquital, y se adicionó red en corriente alterna hasta Villa Constitución.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla construir Líneas de Transmisión en El Infiernito-Mezquital, El Infiernito-Bahía de Kino, Mezquital-Villa Constitución y Bahía de Kino-Esperanza, \pm 400 kV bipolo; Esperanza-Seri en 400 kV, Villa Constitución-Olas Altas, Olas Altas-pozo de Cota en 230 kV, Coromuel entronque Punta Prieta II-Palmira en 115 kV. Tres estaciones convertidoras, una en Villa Constitución, una Mezquital y otra en Esperanza, y una Subestación en Coromuel. Se instalarán dos condensadores síncronos, uno en Punta Prieta II y el segundo en la Central diésel Los Cabos, adicionalmente, requiere compensación capacitiva en las subestaciones Olas Altas y Villa Constitución.		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2019		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	999.8	3,664.1	3.7
	INFRAESTRUCTURA^{1/}		
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
\pm 400	Bipolo	1,308	Mulegé-Noroeste
400	2	110	
230	2	524	
115	2	4	BCS
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
3 estaciones convertidoras	\pm 400/400	1,020	Noroeste
	\pm 400/230	840	BCS
	\pm 400/115	180	Mulegé
8 Autotransformadores	230/115	433	BCS
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVA	Región de Control
2 Condensadores	115	30	BCS
2 Capacitores		40 Ind/75 Cap	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022			


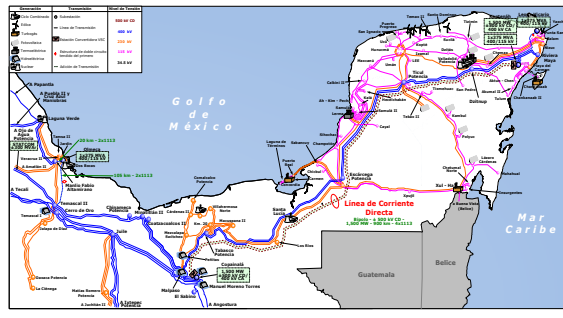






^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1., 5.2.2. y 5.2.3.

Objetivo 2. Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica








1.1. Interconexión Baja California-Imperial Irrigation District			
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
	Programado		Diagrama del Proyecto en Mexicali 
	DIAGNÓSTICO		
	Las regiones de San Luis Río Colorado y el oriente de la ciudad de Mexicali, Baja California, no cuentan con enlaces de interconexión internacionales que les permita atender el suministro de la demanda ante diversas situaciones que puedan presentarse en el sistema. La cercanía de estas dos ciudades con los sistemas de CAISO, San Diego Gas & Electric Imperial Irrigation District (IID) representa una oportunidad que permitan desarrollar interconexiones y aprovechar los beneficios de operar sistemas interconectados en forma síncrona o asíncrona.		
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	La generación de energía eléctrica en el corto y mediano plazo debido a la declinación de generación de la central Cerro Prieto, altos incrementos en la demanda de energía eléctrica derivado de las altas temperaturas, crecimiento industrial y la cancelación del proyecto de generación de CC Baja California III, ponen en riesgo la confiabilidad y el suministro de energía eléctrica de la región.		
	ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta proveerá una fuente permanente de potencia activa y reactiva en los puntos de interconexión; se incrementará la confiabilidad al interconectar los sistemas eléctricos ante situaciones de emergencia, arranque negro e integrar generación renovable en ambas regiones.		
	2. Alternativa: Se analizaron diferentes niveles de tensión de operación y puntos de interconexión en las subestaciones involucradas en el área de estudio y resultó que el proyecto que considera dos interconexiones permanentes es la mejor opción en el comportamiento eléctrico para desarrollarse.		
	CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión de 13 km-c en 230 kV y 3 bahías e interruptores para la conexión de nuevas líneas y equipos en las subestaciones Chapultepec y Parque Industrial San Luis en una tensión de 230 kV. Se consideran dos puntos de interconexión con capacidad para exportar e importar 300 MW, cada uno: 1) Mexicali Oriente-Punto de interconexión en la frontera (Gateway) y 2) Parque Industrial San Luis - Punto de interconexión en la frontera (hacia Pilot Knob).		
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
	Millones de pesos a Valor Presente 2017		
	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
	10.6	106.8	10.0
	INFRAESTRUCTURA^{1/}		
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
161	2	3.6	Baja California
230	2	13	
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2019			

^{1/}Ver Anexo Tabla 5.2.1.

Objetivo 3. Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica

1.1. Interconexión Sureste-Peninsular																																																							
	MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO																																																				
	Programado		Diagrama del Proyecto																																																				
	DIAGNÓSTICO																																																						
	<p>La Península de Yucatán se interconecta al SEN a través de dos circuitos en 400 kV entre las Subestaciones Tabasco Potencia-Escárcega y entre las Subestaciones Macuspana II y Los Ríos-Santa Lucía con dos circuitos en 230 kV. El crecimiento de la demanda de energía eléctrica supera la media nacional debido al desarrollo de centros turísticos; la generación eléctrica de la Península se realiza a través de centrales eléctricas de gas natural, combustóleo y diésel, los cuales presentan recurrentemente indisponibilidad. Para el año 2022 se prevén problemas en el suministro de energía eléctrica debido a que la demanda máxima pronosticada superará en 250 MW el límite de transmisión de la Línea de Transmisión Valladolid-Cancún de 825 MW de capacidad.</p>																																																						
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER																																																						
	<p>Generación de energía eléctrica con unidades a base de gas natural, combustóleo y diésel con altos costos operativos e indisponibilidad de combustibles para la generación de energía eléctrica, saturación y fallas en los enlaces de transmisión que abastecen la Península y la falta de respaldo de corredores de transmisión provenientes de energía eléctrica convencional para integrar centrales eléctricas con fuente primaria de energía renovable.</p>																																																						
	ANÁLISIS																																																						
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta busca reducir costos de producción, satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la confiabilidad del SEN, aumentar la eficiencia del MEM, permitir una mayor integración de generación renovable e incluir proyectos de redes eléctricas inteligentes.</p>																																																						
	<p>2. Alternativa: Se analizaron dos alternativas, la primera una Línea de Transmisión en Corriente Directa Bipolo con tecnología LCC de 1500 MW, \pm 500 kV. La segunda alternativa Líneas de Transmisión de 400 kV en Corriente Alterna de 1500 MW. Ambas con sus obras asociadas de Transformación y Compensación.</p>																																																						
	CARACTERÍSTICAS		INFRAESTRUCTURA ^{4/}																																																				
	<p>El proyecto contempla construir una Línea de Transmisión en Corriente Directa con capacidad de transmisión de 1,500 MW y tensión de \pm500 kV, que se conectaría de la subestación Copainalá, en la región Grijalva en Chiapas, a la Subestación Kantenáh, Quintana Roo, con una longitud estimada de 1800 km-c. Línea de Transmisión en 400 kV con una longitud estimada de 320 km-c y en 115 kV con 68 km-c. Dos Estaciones Convertidoras, una Copainalá en la Región Oriental y la otra Kantenáh en la Región Peninsular con una capacidad de 1,800 MVA cada una. Dos Reactores de 66.7 y 50 MVAR y un STATCOM con capacidad Inductiva y Capacitiva de 300 MVAR.</p>		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Transmisión</th> </tr> <tr> <th>Tensión (kV)</th> <th>Circuitos</th> <th>Longitud (km-c)</th> <th>Región de Control</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>\pm500</td> <td>Bipolo</td> <td>1,800</td> <td>Peninsular</td> </tr> <tr> <td>400</td> <td>2</td> <td>320</td> <td>Oriental/ Peninsular</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>1/2</td> <td>24/44</td> <td>Oriental/ Peninsular</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Transformación</th> </tr> <tr> <th>Equipo</th> <th>Relación</th> <th>Capacidad (MVA)</th> <th>Región de Control</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3 estaciones convertidoras</td> <td>\pm500/400</td> <td>3,600</td> <td>Oriental/ Peninsular</td> </tr> <tr> <td>16 Transformadores</td> <td>400/115</td> <td>1,500</td> <td>Oriental/ Peninsular</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Compensación</th> </tr> <tr> <th>Equipo</th> <th>Tensión (kV)</th> <th>Capacidad MVAR</th> <th>Región de Control</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2 reactores</td> <td rowspan="2">400</td> <td>116.7</td> <td>Peninsular</td> </tr> <tr> <td>1 STATCOM</td> <td>300 Ind/ 300 Cap</td> <td>Oriental</td> </tr> </tbody> </table>		Transmisión				Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control	\pm 500	Bipolo	1,800	Peninsular	400	2	320	Oriental/ Peninsular	115	1/2	24/44	Oriental/ Peninsular	Transformación				Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control	3 estaciones convertidoras	\pm 500/400	3,600	Oriental/ Peninsular	16 Transformadores	400/115	1,500	Oriental/ Peninsular	Compensación				Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVAR	Región de Control	2 reactores	400	116.7	Peninsular	1 STATCOM	300 Ind/ 300 Cap	Oriental
Transmisión																																																							
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control																																																				
\pm 500	Bipolo	1,800	Peninsular																																																				
400	2	320	Oriental/ Peninsular																																																				
115	1/2	24/44	Oriental/ Peninsular																																																				
Transformación																																																							
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control																																																				
3 estaciones convertidoras	\pm 500/400	3,600	Oriental/ Peninsular																																																				
16 Transformadores	400/115	1,500	Oriental/ Peninsular																																																				
Compensación																																																							
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVAR	Región de Control																																																				
2 reactores	400	116.7	Peninsular																																																				
1 STATCOM		300 Ind/ 300 Cap	Oriental																																																				
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO																																																						
	Concepto	Opciones																																																					
		Propuesta ^{1/}	LCC ^{2/}	CA ^{3/}																																																			
	Beneficios (millones de dólares a valor presente 2009)	1,780	1775	1795																																																			
	Costos (millones de dólares a valor presente 2009)	1,142	1,247	1,273																																																			
<p>Fecha necesaria de entrada en operación: mayo 2018 y abril de 2022</p> <p>Fecha factible de entrada en operación: mayo 2018 y abril de 2022</p>																																																							
<p>^{1/} Voltage-Source Converters (VSC) o Estaciones Convertidoras de Voltaje. ^{2/} Line-Commutated Converters o Convertidores conmutados por red con tiristores en Corriente Directa. ^{3/} Corriente Alterna. ^{4/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1., 5.2.2. y 5.2.3.</p>																																																							


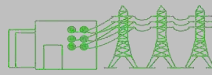
1.2. El Arrajal Banco 1

	MODALIDAD						
	Programado						
	DIAGNÓSTICO						
	Ensenada, Baja California, se ubica al sur de la ciudad de Tijuana, y es una zona importadora de energía eléctrica. Recientemente, se instaló la Central Ciclo Combinado Baja California III con 305 MW de capacidad que proporciona el suministro a la dicha área. El suministro de energía eléctrica a las afueras de la ciudad de Ensenada son actividades como el riego agrícola y empresas mineras y dicho suministro se realiza mediante dos circuitos en 115 kV que llegan a la Subestación Cañón desde la Subestaciones Ciprés-Cañón. En los próximos años, se espera un incremento en las cargas, derivado de solicitudes de interconexión de desarrollos turísticos y mineros, los cuales no han sido incorporados debido a la saturación de la infraestructura eléctrica.						
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER						
	Las subestaciones al sur de la ciudad de Ensenada presentan limitaciones en el suministro de energía eléctrica ante contingencia sencilla por sobrecarga del enlace San Vicente-Cañón y la red de transmisión entre la Subestación Ciprés-Subestación Cañón presenta una limitante en su capacidad de transmisión al tener un conductor inapropiado para la capacidad que soporta, por lo que se requiere incrementar la capacidad de transmisión para atender los crecientes flujos de potencia de la región.						
	ANÁLISIS						
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta permitirá la integración de los recursos renovables; incrementar la confiabilidad en el suministro al proporcionar una nueva alternativa de suministro en el área de Ensenada y atender las expectativas de desarrollo turístico y minero en la región.						
	2. Alternativa: Se analizó la instalación y construcción de un circuito en 230 kV entre las subestaciones Ciprés y Cañón en 230 kV y su red asociada que permitirá atender el suministro al área de influencia.						
	CARACTERÍSTICAS						
	El proyecto contempla la construcción de una Línea de Transmisión Cerro Prieto II-El Arrajal en 230 kV y El Arrajal-San Felipe en 115 kV; una nueva subestación con 133 MVA de capacidad instalados y relación de transformación 230/115 kV, que considera una unidad monofásica de reserva de 33 MVA de capacidad, 10 bahías para la conexión de nuevas Líneas de Transmisión y equipos en subestaciones.						
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO						
	Millones de pesos a Valor Presente 2019						
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Costo</th> <th>Beneficio</th> <th>Relación Beneficio/Costo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>51.8</td> <td>215.3</td> <td>4.2</td> </tr> </tbody> </table>	Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo	51.8	215.3	4.2
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo					
51.8	215.3	4.2					

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO


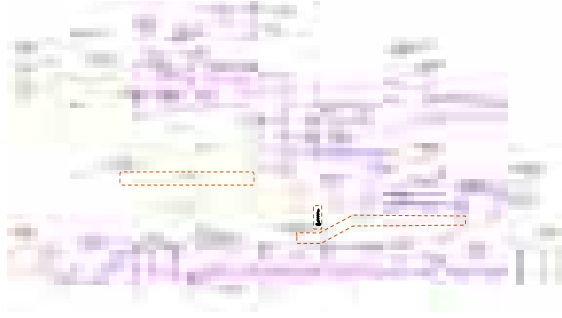






Diagrama del Proyecto





INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
230	2	125	Baja California
115	2	50	
Transformación			
Equipo	Relación	Capacidad (MVA)	Región de Control
4 Autotransformadores	230/115	133	Baja California
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022			

^{1/}Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.2.

1.3. Suministro Oaxaca y Huatulco

MODALIDAD		DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
	Programado	Diagrama del Proyecto 
DIAGNÓSTICO		
	El suministro de energía eléctrica de la zona de Huatulco (municipios de la Costa Chica de Oaxaca), que conforma una región con importantes desarrollos turísticos, se realiza a través de Líneas de Transmisión en niveles de tensión de 230 kV y 115 kV que se interconectan a las Subestaciones Temascal II, Juchitán II y Ometepec. Las Líneas de Transmisión presentan alta incidencia de falla debido a las condiciones meteorológicas en temporada de viento y humedad que incrementan las probabilidades de falla por descargas atmosféricas y lluvias. Asimismo, la CFE ha diferido el proyecto de Línea de Transmisión San Jacinto Tlacotepec-Pinotepa Nacional para 2022, que resolvería parcialmente la problemática de la zona Huatulco y se estima que los niveles de operación en la zona presenten problemas de suministro de energía eléctrica ante una contingencia sencilla de un circuito en 230 kV.	
PROBLEMÁTICA A RESOLVER		
	Colapso de voltaje por la topología existente en la zona que depende de líneas de transmisión conectadas a puntos lejanos de inyección de energía y saturación de los circuitos que suministran de energía eléctrica a la ciudad de Oaxaca en una tensión de 230 kV, ante una contingencia en la Línea de Transmisión en dicha tensión, debido al incremento esperado de la demanda de la zona.	
ANÁLISIS		
	1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará problemas en el suministro de energía eléctrica ante una posible contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.	
	2. Alternativa: Se analizó la construcción de un circuito de transmisión proveniente del Istmo de Tehuantepec, refuerzo de San Jacinto Tlacotepec-Pinotepa Nacional e instalación adicional de compensación.	
CARACTERÍSTICAS		
	El proyecto contempla la construcción de dos Líneas de transmisión San Jacinto Tlacotepec-Pinotepa Nacional y Jalapa de Díaz-Oaxaca Potencia, y la instalación de un reactor con capacidad de 28 MVAR en la Subestación Ciénega, y la instalación de alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.	
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO		
Millones de pesos a Valor Presente 2022		
		
Costo	Beneficio	Relación Beneficio/Costo
2.5	13.9 (año 2022)	5.5 (año 2022)

INFRAESTRUCTURA ^{1/}			
Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región
115	2	77.0	Oriental
230	2	152	
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVAR	Región de Control
1 Reactor	230	28	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2021			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2021			

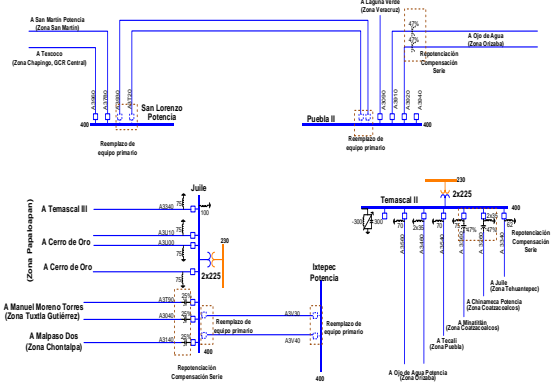
^{1/} Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.3.

1.4. Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tabasco

	MODALIDAD	
	Programado	
	DIAGNÓSTICO	
	La energía eléctrica entregada por las centrales hidroeléctricas ubicadas en la cuenca del Río Grijalva en los estados de Chiapas y Tabasco es transmitida desde la Subestación Manuel Moreno Torres y Malpaso, por medio de tres circuitos que se interconectan con la subestación Juile, estos circuitos cuentan con una longitud de 243 y 180 km aproximadamente. Por otra parte, la mayor proporción de energía eólica generada en el Istmo de Tehuantepec se concentra en la subestación Ixtepec Potencia la cual es transmitida por un doble circuito de 137 km aproximadamente en 400 kV hacia la subestación Juile.	
	PROBLEMÁTICA A RESOLVER	
	La capacidad restringida de transmisión de las Líneas Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco, ante la condición de alta disponibilidad de recursos Eólicos e Hidrológicos	
	ANÁLISIS	
	<p>1. Confiabilidad: La infraestructura propuesta evitará los problemas de restricción de transmisión en los corredores de la Red Troncal de 400 kV de la región de control Oriental, permitiendo la transmisión de la energía generada por las centrales de generación eólica instaladas en el Istmo de Tehuantepec.</p>	
	<p>2. Alternativa: Se analizó la construcción de nuevos circuitos de transmisión: un circuito Temascal II-Puebla II, un circuito Minatitlán II-Temascal II y un circuito Manuel Moreno Torres-Ixtepec Potencia de 227, 225 y 209 km de longitud aproximada, las líneas deberán estar compensadas para evitar desbalances de potencia en cada corredor de transmisión.</p>	
	CARACTERÍSTICAS	
	Reemplazo del equipo terminal en subestaciones (transformadores de corriente, trampas de onda, etc.) asociado a los circuitos: Juile-Ixtepec Potencia y Puebla II-San Lorenzo Potencia con capacidad suficiente para alcanzar un límite de 1500 MVA; y reemplazo de los capacitores serie existentes, con una capacidad de 2000 Amperes, equivalente a 1385 MVA, considerando un factor de compensación del 47% para el doble circuito Ojo de Agua Potencia-Puebla II y Temascal II-Minatitlán II/Chinameca Potencia y un factor de compensación del 25% para las líneas del corredor Manuel Moreno Torres-Juile y Malpaso-Juile.	
	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	
	Millones de pesos a Valor Presente 2017	
	Costo	Beneficio
	21.9	68.3
	Relación Beneficio/Costo	
	3.1	

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Diagrama del Proyecto



INFRAESTRUCTURA^{1/}

Transmisión			
Tensión (kV)	Circuitos	Longitud (km-c)	Región de Control
400	2	-	Oriental
Compensación			
Equipo	Tensión (kV)	Capacidad MVar	Región de Control
3 Capacitores	400	1,17.9	Oriental
Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2016			
Fecha factible de entrada en operación: abril de 2020			

^{1/}Ver Anexo, Tablas 5.2.1. y 5.2.3.

Otros Proyectos

Metas Físicas Esperadas

Los otros proyectos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT, cuya fecha de entrada en operación se encuentran cercanas, adicionarán los siguientes recursos físicos a la actual RNT:

- **Transmisión:** 6 obras que representan 102.6 km-c.
- **Transformación:** 2 obras que representan 200 MVA.
- **Compensación:** 10 obras que representan 1,618.8 MVar.

Las características, fechas de entrada y metas físicas de los principales proyectos con entrada en operación hasta 2020 están indicados en sus fichas correspondientes (ver Anexo, Fichas de Otros Proyectos):

Otros proyectos^{1/}

1. Donato Guerra
2. Atlacomulco Potencia – Almoloya
3. Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera
4. Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza
5. Maneadero entronque Ciprés-Cañón
6. Kilómetro 110-Tulancingo
7. Izúcar de Matamoros MVAR
8. Alvarado II y San Andrés II MVAR
9. Ayutla - Papagayo
10. Compensación Reactiva Inductiva en Seri
11. Rubí entronque Cárdenas – Guerrero
12. Ascensión II Banco 2
13. Frontera Comalapa MVAR
14. Esfuerzo MVAR
15. Amozoc y Acatzingo MVAR
16. Tabasco Potencia MVAR
17. El Habal Banco 2

^{1/} Ver Anexo, Fichas de Proyectos.

El mismo Anexo contiene las fichas de 27 proyectos cuya fecha de entrada en operación es posterior a

2020, por lo que los mismos podrían tener actualizaciones en posteriores emisiones del PRODESEN.

5.4. Infraestructura de Transmisión para Energías Limpias

El Programa de Ampliación y Modernización de la RNT propuesto por el CENACE contiene, además del proyecto de Interconexión Sureste-Peninsular, la expansión y equipamiento del sistema de transmisión de la energía eléctrica en las zonas con alto potencial de Energías Limpia mediante los siguientes proyectos:

Proyecto Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del país

Este proyecto consiste en la construcción de 3,806.8 km-c de Líneas de Transmisión en 400 kV, transformación de 5,000 MVA y compensación de 4,042.3 MVar con tecnología en Corriente Alterna para incorporar el alto potencial de recursos eólicos y solares a fin de propiciar la instalación de parques de generación eólicos y de solar fotovoltaica en Sonora, Chihuahua, y Coahuila, Aguascalientes, Querétaro y San Luis Potosí, y el corredor de la Laguna-Salttillo.

Proyecto Red de Transmisión para interconectar el Noreste y Centro del país

Este proyecto consiste en la construcción de 1,400 km-c de Línea de Corriente Directa y 1,203.4 km-c de Línea de Corriente Alterna en 400 kV, transformación por 9,575 MVA y compensación de 1,483.3 MVar para incorporar la integración de Centrales Eléctricas con fuente primaria de energía renovable eólica en las zonas del norte de Coahuila, zona Laguna-Salttillo y estado de Tamaulipas; e integrar Centrales Eléctricas convencionales con fuente primaria de energía a base de gas natural también se ha estado desarrollado en el Noreste, tanto ciclos combinados como cogeneración.








Los proyectos del Noroeste, Norte y Occidente, y Noreste y Centro son considerados en proceso de estudio en el PRODESEN 2017-2031, debido a que estarán en revisión por parte del CENACE, la CRE y la SENER a fin de llevar a cabo el análisis de dichos proyectos en cuanto a: i) la capacidad adicional probable para proyectos renovables, en particular

eólicos y solares durante el periodo 2017-2024; ii) los criterios para determinar las zonas potenciales y capacidades de integración de generación solar y eólica, iii) los factores de planta para la simulación de las condiciones puntuales de flujos de potencia de la generación eólica y solar, iv) la posible determinación de diversas zonas de potencia en el SIN, v) la infraestructura existente y programada de gasoductos, entre otros.

5.5. Modernización de la RNT y las RGD

Proyecto de implementación del Sistema de Medición para el MEM

Las Bases del Mercado Eléctrico establecen que los Sistemas de Medición fiscal deberán contar con calidad de facturación e incluir responsabilidades referentes a su instalación, verificación y mantenimiento, para la adquisición, procesamiento y envío de registros de medición para los procesos de liquidación que permitan llevar a cabo dicha actividad en el Mercado Eléctrico Mayorista.

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL MEM			
	Cobertura:		
	31 entidades federativas del territorio nacional		
	Inversión requerida:		
	\$2,764.33 millones de pesos durante 2017-2019		
	Equipos de medición a instalar:		
	2,762 equipos durante 2017-2019		
BENEFICIOS ESPERADOS			
	Mantener la infraestructura actual de sistemas de Medición que no corresponde a las fronteras operativas entre la RNT y las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista.		
	Disminuir las desviaciones entre la energía recibida y la energía entregada, que actualmente representa 12.5% y conducirla a un valor estándar a nivel internacional de 4%.		
	Incrementar en \$3,798 millones de pesos el ingreso por reducción de las diferencias entre la energía recibida y la energía entregada de la RNT.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2018		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
	6,170	2,451	2.52

Los Sistemas de Medición están compuestos por un programa informático y la instalación de equipos de medición eléctrica (transformadores de instrumentos, medidores, entre otros) más el sistema de sincronía de tiempo que deberán de cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-EM-007-CRE-2017 “Sistemas de Medición de Energía Eléctrica, Especificaciones y Métodos de Prueba para Medidores Multifunción y Transformadores de Instrumento” o la Norma vigente.

Dichos sistemas permitirán contar con la infraestructura necesaria para que se realice la transferencia diaria de información de medición de la RNT al CENACE, en forma transparente, oportuna y confiable, garantizando las liquidaciones a los Participantes del Mercado y al Transportista.

Adicionalmente, CFE Transmisión evitaría que se le apliquen sanciones del 2% sobre los ingresos brutos anuales, que representaría un monto estimado de 893 millones de pesos.

Proyecto de Red Eléctrica Inteligente

El proyecto de la Red Eléctrica Inteligente permitirá dar cumplimiento a la Ley de Transición Energética, la cual establece un Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, para apoyar la modernización de la RNT a fin de mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económica, eficiente y sustentable, facilitando la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico y la provisión de servicios adicionales a través de sus redes.

Este proyecto permitirá a CFE Transmisión operar la RNT bajo estándares internacionales de confiabilidad, seguridad, sustentabilidad, calidad y eficiencia que impulsen la transformación de sus procesos bajo el desarrollo de la arquitectura e infraestructura de tecnologías de la información de punta y confiable.

El proyecto consiste en las siguientes acciones:

1. Modernizar y sustituir 11 sistemas EMS (Energy Management System) y SCADA, los cuales rebasan su vida útil y servicio de soporte;
2. Automatizar las subestaciones con equipos SCADA, cuya función es obtener la información para el telecontrol en tiempo real con base en los sistemas EMS/SCADA

de las zonas de operación y del CENACE. La implementación de este proyecto conllevará a la modernización del equipo de control supervisorio, red de comunicaciones, telecontrol y voz para el control físico en 1,615 subestaciones incorporadas a CFE Transmisión, cuya tensión es de 138 a 69 kV, y estaban como propiedad de CFE Distribución, y

- Cubrir 434 enlaces con 28,974 km de fibra óptica.

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO RED ELÉCTRICA INTELIGENTE			
	Cobertura:		
	32 entidades federativas del territorio nacional		
	Inversión requerida:		
	\$4,895.19 millones de pesos durante 2018-2021		
	Equipos de Redes Eléctricas Inteligentes a instalar:		
	<ul style="list-style-type: none"> 13 sistemas EMS/SCADA; 1,615 subestaciones modernizadas en su equipamiento de control supervisorio, red de comunicaciones, telecontrol y voz para el control físico, y 28,974 km de fibra óptica en 434 enlaces. 		
BENEFICIOS ESPERADOS			
	Incrementar la confiabilidad, operación y flexibilidad en la operación de la RNT.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2018		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
	6,534.39	4,281.53	

5.6. Instalación de Almacenamiento con Banco de Baterías de 20 MW en BCS

El sistema eléctrico de BCS opera de manera aislada del SIN y la generación de energía eléctrica se ha condicionado al suministro de combustibles como son combustóleo y diésel, cuyo costo de producción de energía eléctrica es elevado y tiene costos ambientales importantes. Asimismo, dicho sistema aislado limita la flexibilidad operativa para la integración de fuentes renovables de energía eléctrica, debido a su capacidad de respuesta ante variaciones súbitas de carga o generación, rangos operativos, tiempos de arranque y arranques-paros diarios.

Lo anterior, contrasta con el alto potencial de fuentes renovables de energía eléctrica que existe en dicha zona, particularmente la proveniente del Sol y el viento, lo cual se traduce en un ingreso significativo de Solicitudes de Interconexión y Estudios de Centrales Eléctricas de estas fuentes renovables, ante el CENACE.






La energía eléctrica de fuentes renovables en la zona de La Paz ocurre a través de una central eléctrica Fotovoltaica (FV) con capacidad de 30 MW. Para 2018, se incorporarán dos centrales de este tipo con una capacidad de 23 MW y 5 MW, respectivamente, y para 2019 se tiene prevista una central de 25 MW. De esta manera, se estima una capacidad instalada de 83 MW de generación eléctrica FV.

De acuerdo con el escenario previsto, es prioritario implementar esquemas de regulación primaria de la frecuencia, atenuar las rampas por la variabilidad de la intermitencia solar y eólica para preservar la calidad de la frecuencia y confiabilidad del sistema.

Por lo que se requiere analizar y establecer:

- Los criterios bajo los cuales se defina el Almacenamiento en Baterías como Servicios Conexos, que no se encuentran especificados en las Bases del Mercado Eléctrico y que representen una alternativa potencial de menor costo para la solución de problemas operativos del SEN, principalmente ante la integración de grandes bloques de generación con base en recursos renovables;
- Establecer los criterios técnicos y económicos con los cuales el CENACE debería evaluar la instalación de los sistemas de Almacenamiento de energía eléctrica en el SEN, de manera tal que se permita determinar cuándo y dónde deberían ser instalados, situación operativa que atienden, servicios conexos que proporciona, capacidad a instalar, entre otros, y
- Regulación operativa, técnica y el esquema de tarifas para el cobro de la prestación del Almacenamiento de energía eléctrica.

Asimismo, se impulsará la instalación de almacenamiento con Banco de Baterías con capacidad de 20 MW que permitirá la instalación de 50 MW de capacidad adicional de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables.

ESCENARIO 1. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO CON BANCO DE BATERÍAS			
	Descripción:		
	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo: Mantener un sistema confiable y calidad en el suministro de energía con la integración de generación de energía eléctrica FV. • Capacidad: Banco de baterías de 20 MW. • Carga-Descarga: 8 horas al día, se realiza durante el día con los propios recursos de la generación FV. • Capacidad de incorporación de energía eléctrica renovable: Los estudios realizados han determinado que la capacidad de generación de energía eléctrica renovable a incorporar en el sistema Baja California Sur es de 50 MW, sin que este se exponga a una condición de riesgo en la confiabilidad por la intermitencia de este tipo de fuentes de energía. 		
	Cobertura:		
	Baja California Sur		
	Inversión requerida:		
	\$16.4 millones de dólares en valor presente 2009		
BENEFICIO ESPERADO			
	Mayor integración de energía eléctrica de fuentes renovables entre 2019 y 2021, declinado para finales de este último año debido a la cercanía de la entrada de la Interconexión SIN-BCS.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2019		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
	58.1	16.4	3.54

ESCENARIO 2. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO CON BANCO DE BATERÍAS			
	Descripción:		
	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo: Mantener un sistema confiable y calidad en el suministro de energía con la integración de generación de energía eléctrica FV. • Capacidad: Banco de baterías de 20 MW. • Carga-Descarga: 4 horas-día, se realiza durante el día con los propios recursos de la generación FV. • Capacidad de incorporación de energía eléctrica renovable: Los estudios realizados han determinado que la capacidad de generación de energía eléctrica renovable a incorporar en el Sistema Baja California Sur es de 50 MW, sin que este se exponga a una condición de riesgo en la confiabilidad por la intermitencia de este tipo de fuentes de energía. 		
	Cobertura:		
	Baja California Sur		
	Inversión requerida:		
	\$16.4 millones de dólares en valor presente 2009		
BENEFICIO ESPERADO			
	Mayor integración de energía eléctrica de fuentes renovables entre 2019 y 2021, declinado para finales de este último año debido a la cercanía de la entrada de la Interconexión SIN-BCS.		
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO			
	Millones de Dólares en Valor Presente 2019		Relación Beneficio/Costo
	Beneficios Totales	Costos Totales	
	78.5	16.4	4.78

De los escenarios analizados, el Escenario 2 indica que instalar un Banco de Baterías de 20 MW con carga-descarga de 4 horas al día, aporta una relación beneficio-costo de 4.78 al sistema aislado de BCS.

5.7. Instrucción de Proyectos para Asociaciones o Contratos con Particulares

La LIE define como transportistas a los organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica¹⁰³.

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 RGD104, 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.

En este marco, la SENER puede instruir a los Transportistas (existente o uno nuevo) la realización de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT, o bien, crear un organismo que asuma el rol de transportista.

La LIE establece que el Estado será responsable de la prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, siendo los particulares, con quienes el Estado contrate, solidariamente responsables en la prestación del servicio, en el ámbito del objeto de su participación, y que las asociaciones y contratos se deberán sujetar a la regulación tarifaria y a las condiciones de prestación de los servicios que expida la CRE.

En este sentido, la Resolución RES/948/2015¹⁰⁵ de la CRE, definió la figura de Contratista como aquella persona que tiene celebrado un contrato con la SENER, el Transportista o el Distribuidor, para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación,

ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para la Transmisión o Distribución de energía eléctrica, y que es responsable solidaria de la prestación del servicio en el ámbito del objeto de su participación.

La misma Resolución establece que el CENACE y los Transportistas y Distribuidores y, en su caso, los Contratistas, firmarán convenios para regir la prestación y facturación del Servicio Público de Transmisión y Distribución, según corresponda, estableciendo las acciones de coordinación necesarias para la operación técnica y comercial de dicho servicio.

Los convenios entre el CENACE y los Contratistas establecen los mecanismos bajo los cuales el CENACE actuará como enlace en las operaciones comerciales entre los Transportistas, Distribuidores y, en su caso, los Contratistas, y los Participantes del Mercado, considerando al menos que el CENACE llevará a cabo el cobro de los servicios a los Participantes del Mercado dentro de las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y pagará los montos que correspondan a los prestadores del servicio de transmisión y distribución.

A partir de la Reforma Energética, el Mercado Eléctrico Mayorista será la fuente principal de financiamiento de las obras de ampliación y modernización de la RNT. En este sentido, el Acuerdo de la CRE A/009/2016106 señala que el pago contractual anual del proyecto seleccionado será incluido en los ingresos requeridos del servicio público de transmisión de la RNT y será recuperado por medio de las tarifas generales de uso de la red.

Para garantizar que la expansión de la RNT se efectúe con recursos provenientes del Mercado Eléctrico Mayorista, el marco regulatorio prevé que el CENACE esté facultado para^{107,108,109}:

¹⁰³ Ley de la Industria Eléctrica, art. 3, fracción LIV, DOF 11/08/2014.

¹⁰⁴ Ley de la Industria Eléctrica, art. 11, fracción XXI, DOF 11/08/2014.

¹⁰⁵ RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, DOF 16/02/2016.

¹⁰⁶ ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los criterios bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF 23/09/2016.

¹⁰⁷ Ley de la Industria Eléctrica, art. 108, fracciones VII y XXVI, DOF 11 de agosto de 2014.

¹⁰⁸ DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, Artículo Cuarto, fracción I, DOF 28 de agosto de 2014.

- Facturar, procesar o cobrar los pagos que correspondan a los integrantes de la industria eléctrica, y
- Exigir las garantías necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los Participantes del Mercado y, en su caso, ejecutar las garantías necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los Participantes del Mercado.

De conformidad con el Cuarto Considerando del Acuerdo de la CRE A/009/2016, el financiamiento de los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión a través de asociaciones o contratos de largo plazo que faciliten el financiamiento tiene como objetivo reducir los costos para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Por lo anterior, la SENER habrá de utilizar mecanismos que permitan garantizar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT; de manera que la Secretaría, CFE Transmisión o los Transportistas formen asociaciones o celebren contratos con particulares, a través de procesos competitivos y transparentes, para llevar a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

La revisión tarifaria que realice la CRE deberá considerar que la no realización de los proyectos de ampliación y modernización, puede conducir a condiciones operativas más costosas y a que se materialice el riesgo de poder de mercado del monopolio natural de transmisión lo cual obstaculizaría el proceso de competencia y libre concurrencia en otros eslabones potencialmente competitivos de la cadena de suministro. Este elemento ya había sido advertido por la CRE en el Quinto Considerando de la RES/948/2015 como una de las condiciones necesarias para el desarrollo del mercado eléctrico¹¹⁰.

¹⁰⁹ ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico, Base Cuatro, DOF 8 de septiembre de 2015.

¹¹⁰ QUINTO. Que durante el proceso de discusión y debate sobre el Decreto de Reforma Energética se hizo especial énfasis en la importancia de regular y garantizar el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de

Distribución (RGD), como una condición necesaria para el desarrollo de los mercados, toda vez que la naturaleza de monopolio natural de los segmentos de transmisión y distribución, sin una regulación adecuada, materializaría el riesgo de poder de mercado que obstaculizaría el proceso de competencia y libre concurrencia en otros eslabones potencialmente competitivos de la cadena de suministro.

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.

El Programa tiene como finalidad garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD con una penetración gradual y ordenada de la Generación Distribuida, procedente principalmente de las fuentes de energías limpias.

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 2017-2021.

El objetivo principal del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD es abastecer de energía eléctrica a precios competitivos a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, considerando además la apertura a la integración de la Generación Distribuida. En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD contempla los siguientes objetivos particulares, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2017-2021¹¹¹:

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
	Reemplazo del cable submarino de la Isla de Holbox
Línea de Acción 1.2.	Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida
Proyecto	Análisis de la capacidad 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

¹¹¹ 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

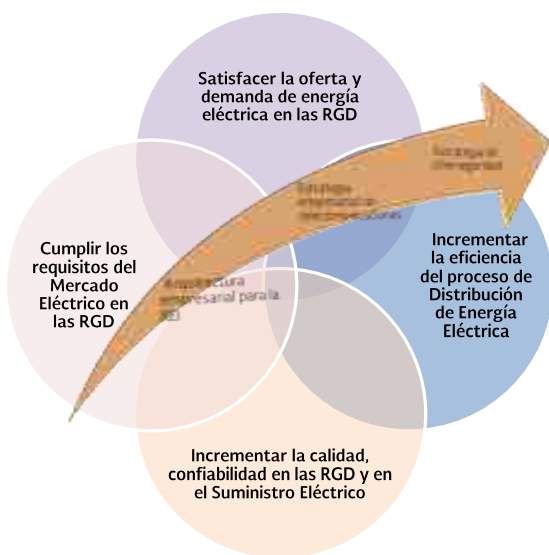
Línea de Acción 4.1.	Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico
Proyecto	Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

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

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación entre ellos, 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.

GRÁFICO 6.1. 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 en este rubro, 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

Derivado de la ampliación de la red de distribución en las colonias y asentamientos que carecen de infraestructura eléctrica, así como de la atención de solicitudes de nuevos servicios este proyecto se desarrolla para atender la demanda futura de nuevos usuarios que se conectarán en los niveles de media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, con el cual se llevará a cabo la sustitución de los equipos dañados y obsoletos, y brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios como bombeo agrícola y alumbrado público, principalmente.

El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- a. Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a usuarios que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios, y
- b. Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los usuarios actuales.

En este sentido, se pretende realizar 14.6 millones de conexiones, 8.8 millones de desconexiones y 4.9 millones de modificaciones (ver Tabla 6.1.1.). Además, se requerirán 251,740 km de conductor para acometidas y 11.48 miles de medidores, lo que

representará una inversión de 18,886 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.1.2.).

TABLA 6.1.1. METAS DEL PROYECTO REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES 2017-2021

(Millones de unidades)

Concepto	Año					
	2017	2018	2019	2020	2021	Total ^{1/}
Conexiones	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	14.6
Desconexiones	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	8.8
Modificaciones	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	4.9
Total^{1/}	5.4	5.6	5.7	5.8	5.8	28.3

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Reemplazo del cable submarino de la Isla de Holbox

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 1.9 MW que se abastece 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 una planta móvil adicional de 1.8 MW utilizada como respaldo; además se cuenta con dos circuitos de distribución, 1,422 servicios en baja tensión y 23 servicios en media tensión.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica se estiman en 31.5 millones de pesos al año; sin embargo, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 6.4 MW en 2024, debido al desarrollo de infraestructura turística.

El proyecto contempla la construcción de un circuito en 34.5 kV de 10.5 km aéreo de la S.E. Popolnah hasta la población de Chiquilá y continuará como circuito submarino de 10.5 Km hasta la S.E. Holbox futura para alimentar la red de distribución de la Isla. La inversión estimada es de 221 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 (GD), 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. Análisis de la capacidad de las RGD

A partir de 2017, CFE Distribución definirá la metodología, estudios, sistemas y procedimientos para emplear y evaluar la cantidad de recursos energéticos distribuidos que podrán interconectarse a los circuitos eléctricos de media tensión, sin incrementar las pérdidas de energía y cumpliendo con los parámetros de Confiabilidad y Calidad.

Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas

La reforma en materia energética tiene como uno de los 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, y, además, considera que el acceso a la energía permitirá democratizar la productividad y la calidad de vida de la población en las distintas regiones del país.

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno Federal para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación. Se integrará por el excedente de ingresos que resulten 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, de las sanciones que se impongan a través de los procesos de facturación y cobranza del Mercado Eléctrico Mayorista y por las donaciones de terceros.

Proyecto 1. Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

La meta nacional del FSUE consiste en electrificar los hogares de 1.8 millones de personas en 5 años para llegar al 99.8% de la población nacional en 2021.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren relativamente 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 se encuentre a una distancia considerable 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.

Entre 2016 y 2017 se espera electrificar a 485 mil personas, 75.4% a través de extensión de la red y el resto mediante sistemas aislados.

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 2016, las pérdidas de energía eléctrica han disminuido en promedio anual de 0.8%, 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 2016, las pérdidas técnicas fueron de 13,800 GWh, lo que equivale al 6.29% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 10.8 mil millones de pesos con base en la estimación en el costo interno de transferencia (ver Gráfico 6.2.2.).

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas, son las siguientes:

- Construir nuevas redes troncales de distribución;
- Instalar equipos de compensación de reactivos (fijos y controlados);
- Reconfigurar la red de media tensión;
- Recalibrar los conductores de circuitos;
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución;
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes, y
- Balancear cargas entre circuitos.

Este año, se busca instalar 31 alimentadores de media tensión y capacitores en la red de media tensión por una capacidad de 94.8 Mvar, construir 748 km de líneas y recalibrar 5,599 km de línea de media tensión y 150 km en baja tensión con una inversión de 1,435 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.2.2.).

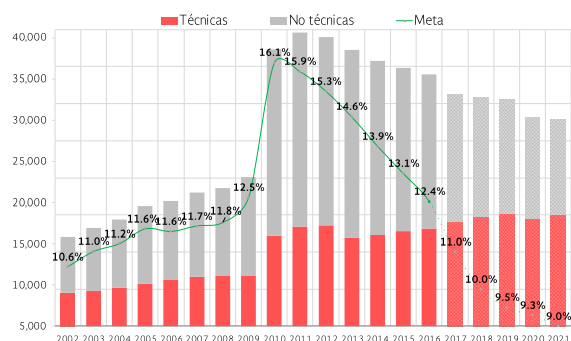
TABLA 6.2.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL 2002-2016^{1/}
(Gigawatt-hora)

Año	Recibida	Entregada	Perdida	(%)
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

^{1/} Se considera 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 2002-2019^{1/}

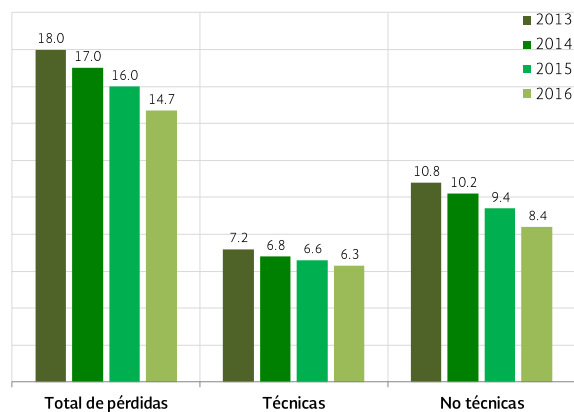
(Gigawatt-hora)



^{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 2013-2016^{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 2016, las pérdidas no técnicas fueron de 18,539 GWh, lo que equivale al 8.44% del total de la energía recibida. El valor económico de estas pérdidas asciende a 25,944 millones de pesos, cuya estimación proviene de la energía dejada de vender.

Las principales actividades para abatir y controlar pérdidas no técnicas, son las siguientes:

- Implementar nuevas tecnologías de medición con prioridad en la reubicación de la medición en el poste tipo AMI;

- Reforzar los programas de verificación de los medidores en suministros de media tensión;
- Sustituir los medidores electromecánicos por electrónicos;
- Detectar anomalías en el proceso de medición y facturación de los servicios en media tensión en el mismo mes de facturación;
- Detectar y atender anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar;
- Reordenar el proceso de comercialización de la energía eléctrica, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos y la verificación y control de servicios, principalmente en las Divisiones del Valle de México;
- Modernizar y reubicar los medidores al límite de propiedad de los suministros susceptibles a usos informales por intervención de acometida o medidor en el Valle de México;
- Ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación, y
- 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 258 mil usuarios, con una inversión 1,775 millones de pesos, en el periodo 2017-2021. 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

El proyecto comprende la modernización de 6.4 millones de medidores, con una inversión de 10,600 millones de pesos, en el periodo 2017-2021. Se busca escalar de medidores electrónicos a medidores con características de AMI, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia.

Reemplazar Medidores Obsoletos

El proyecto consiste en reemplazar 9.7 millones de medidores que se encuentran dañados o que ya cumplieron su vida útil, con una inversión de 13,449 millones de pesos, en el periodo 2017-2021.

6.3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

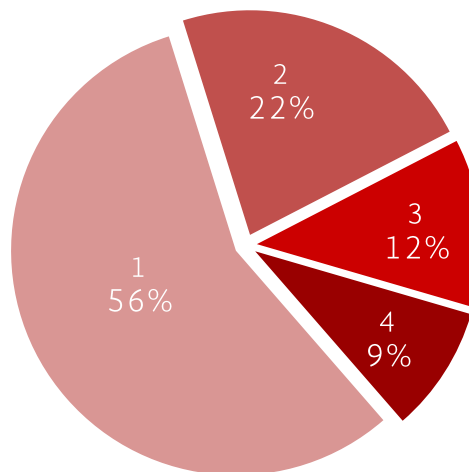
Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD

En 2016, la principal causa de las fallas en el suministro y afectaciones en la confiabilidad de las RGD se debió a la presencia de objetos sobre las líneas (ramas, animales, otros), descargas atmosféricas o golpes (ver Gráfico 6.3.1.)

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron 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 eléctrico¹¹² e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red (ver Anexo, Tablas 6.3.1. y 6.3.2.).

GRÁFICA 6.3.1. CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LAS RGD

(Porcentaje)



Nota: 1. Animales, choque o golpe, rama sobre línea, descargas atmosféricas, objetos ajenos sobre línea. 2. Falso contacto, libranza programada en circuito, falla apartarrayos, propagación falla ajena a CFE, árbol sobre líneas. 3. Vientos fuertes, falla aislamiento, vandalismo, tormenta, falla conductores. 4. Descarga atmosférica, aislador flameado, falla cortacircuito, vientos, rama sobre línea, descarga atmosférica, línea rota, descarga atmosférica apartarrayo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 1. Incremento de la Confiabilidad de las RGD

El proyecto considera una inversión de 185 millones de pesos distribuidos en 44 proyectos a ejecutar por 8 Unidades de Negocio de Distribución durante este año (ver Tabla 6.3.3.).

Las principales actividades para incrementar la confiabilidad de las RDG son las siguientes:

- Construir 13.96 km de líneas de media tensión, recalibración de 180.03 km de líneas de media tensión y la instalación de 210 equipos cortacircuitos fusible (ver Tabla 6.3.4.).
- 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 5,259 Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) en los próximos 5 años, con una inversión de 1,835 millones de pesos (ver Tabla 6.3.5.).

¹¹² DOF (16/02/2016): http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

TABLA 6.3.3. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN LAS RGD 2017

Unidades de Negocio de Distribución	No. Proyectos	Inversión (millones de pesos)	Energía anual no suministrada con proyecto (MWh)
Bajío	4	37.7	740
Baja California	3	13.0	296
Centro Occidente	6	22.7	313
Centro Oriente	7	18.7	141
Noroeste	10	29.5	667
Norte	7	24.9	2,379
Oriente	2	23.0	103
Valle México Centro	5	15.9	108
Total^{1/}	44	185.4	4,747

^{1/} 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 2017

(Kilómetros)

Unidades de Negocio de Distribución	Construcción Línea Media Tensión	Recalibración Línea Media Tensión	Cortacircuito Fusible de Triple Disparo
Bajío	6.0	0.3	
Baja California	1.6	15.2	
Centro Occidente			36.0
Centro Oriente			174.0
Noroeste	0.4	9.0	
Norte	4.0	150.0	
Oriente		5.6	
Valle de México Centro	2.0		
Total^{1/}	14.0	180.0	210.0

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: 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
2017	297	850
2018	400	1,147
2019	379	1,087
2020	378	1,084
2021	381	1,091
Total^{1/}	1,835	5,259

^{1/} 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 que presentan altas tasas de falla y tiempos de interrupción, por lo que resulta necesario su reemplazo. Se considera las siguientes actividades:

- Reemplazar 30 transformadores de potencia en las 16 Unidades de Negocio de Distribución durante el presente año con una inversión de 422 millones de pesos (ver Tabla 6.3.6.).
- Modernizar subestaciones de distribución para atender el incremento de demanda de energía eléctrica mediante una inversión de 1,724 millones de pesos en los próximos cinco años (ver Tabla 6.3.7.).

TABLA 6.3.6. INVERSIÓN Y METAS FÍSICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 2017

Unidades de Negocio	2017		
	Inversión (millones de pesos)	No. Transformadores	MVA
Baja California	28	2	40
Noroeste	42	3	60
Norte	28	2	40
Golfo Norte	28	2	60
Golfo Centro	14	1	20
Jalisco	14	1	20
Bajío	28	2	48
Centro Occidente	14	1	20
Centro Sur	14	1	20
Centro Oriente	28	2	40
Oriente	28	2	40
Sureste	42	3	60
Peninsular	28	2	40
Valle de México Norte	15	1	30
Valle de México Centro	56	4	120
Valle de México Sur	15	1	30
Total^{1/}	422	30	688

^{1/} 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
2017	422
2018	364
2019	347
2020	302
2021	289
Total^{1/}	1,724

^{1/} 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 que superan los 30 años de servicio y han estado expuestos a esfuerzos eléctricos y físicos, como es el caso de algunos interruptores de potencia y transformadores de distribución. Estas condiciones generan interrupciones en el servicio cada vez más frecuentes o severas, por lo que se requieren acciones de reemplazo para estos equipos (ver Tabla 6.3.8.).

TABLA 6.3.8. INVERSIÓN NECESARIA PARA EL REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN E INTERRUPTORES DE POTENCIA

(Unidades / Millones de pesos)

Año	Equipos de Reemplazo	Total de Equipos	Total Inversión (millones de pesos)
2017	Transformadores	14,799	418
	Interruptores	78	29
2018	Transformadores	12,709	359
	Interruptores	67	25
2019	Transformadores	11,507	325
	Interruptores	59	22
2020	Transformadores	9,417	266
	Interruptores	48	18
2021	Transformadores	8,355	236
	Interruptores	43	16
Total^{1/}	Transformadores	56,787	1,604
	Interruptores	295	110
			1,714

^{1/} 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 de la Ciudad de México mantiene un crecimiento constante de la demanda de electricidad, 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 la modernización y reestructuración en dicha área. El proyecto comprende acciones de obra civil, obra electromecánica y remplazo de la medición, lo que representa una inversión de 1,432 millones de pesos. El proyecto inició en 2014 y se espera finalizar en 2018 (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
2016	775		775
2017		137	137
2018		520	520
Total^{1/}	775	657	1,432

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. 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 turismo¹¹³.

El suministro eléctrico de Isla Mujeres se proporciona con un circuito construido con un conductor subterráneo, adecuado para utilizarse como cable submarino y cuya instalación data desde 1989, por lo que cuenta con 28 años en operación. 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 eléctrico. El uso y su antigüedad limitan la capacidad de transmisión de potencia eléctrica y resulta insuficiente para atender la demanda de energía eléctrica creciente en la isla¹¹⁴.

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 que representa una inversión total 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 ^{1/}
	2017	2018	
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	123	157	280

^{1/} 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

¹¹³ De acuerdo con datos del INEGI de 2010.

¹¹⁴ BNP-53140 de la Subestación eléctrica “Bonampak” ubicada en el oriente de la Ciudad de Cancún hasta la 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.

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 en las que 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 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; por lo que el Distribuidor presentará en el próximo Programa de Ampliación y Modernización de las RGD, las acciones complementarias requeridas para que esto sea atendido.

Las inversiones necesarias para este proyecto contemplan puntos de medición entre zonas, medición 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 como Unidades Terminales Remotas (UTR's) o Concentrador SCADA, y Equipo Eléctrico Primario (EEP). En el periodo 2017-2020 se acondicionarán 1,176 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 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

Al cierre del 2016, se contó con 38,531 equipos de protección y de seccionamiento automático telecontrolados instalados, de los cuales 21,272 operan en forma remota, así como 772 mil medidores AMI cuya función inicial es disminuir las

pérdidas no técnicas en proyectos piloto y en proyectos bajo el esquema económico PIDIREGAS, 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.

El proyecto está en proceso, se ha realizado una inversión de 46.4 millones de pesos y entre 2017 y 2019, se espera invertir 55 millones de pesos.

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 las 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 2017-2021 se considera la instalación de 1.8 millones de medidores AMI con una inversión de 6,082 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 AMDS 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 2017 a 2021 (ver Tabla 6.5.2.).

TABLA 6.5.2. COSTOS NECESARIOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS FASES DEL PROYECTO ADMS
(Millones de pesos)

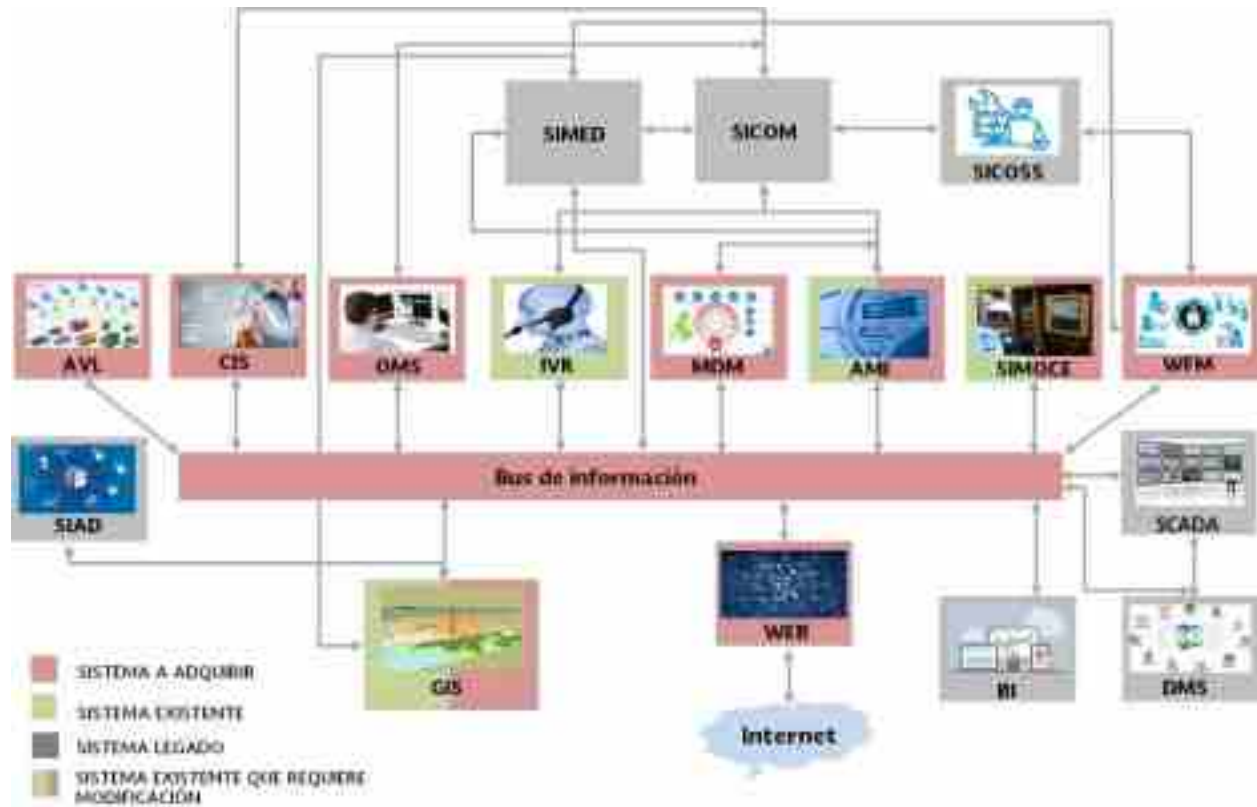
Concepto de Inversión	Inversión por año					Total ^{1/}
	2017	2018	2019	2020	2021	
Sistema de Administración de Distribución	3	50	50	50	50	203

^{1/} 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);
- Escalamiento a medidores AMI, y
- Gestión del balance de Energía de las RGD para el MEM.

GRÁFICO 6.5.1. PRINCIPALES MÓDULOS DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE



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).