



2018
2032

PRODESEN

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



CONTENIDO

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

ÍNDICE DE TABLAS

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

ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

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

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

ÍNDICE DE GRÁFICOS

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

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

ÍNDICE DE GRÁFICOS (ANEXOS)

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

ÍNDICE DE MAPAS

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

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

ÍNDICE DE MAPAS (ANEXO)

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



INTRODUCCIÓN

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

INTRODUCCIÓN

1.1. Marco Regulatorio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Alcance

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

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

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

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

² DOF 11/08/2014.

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

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

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

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

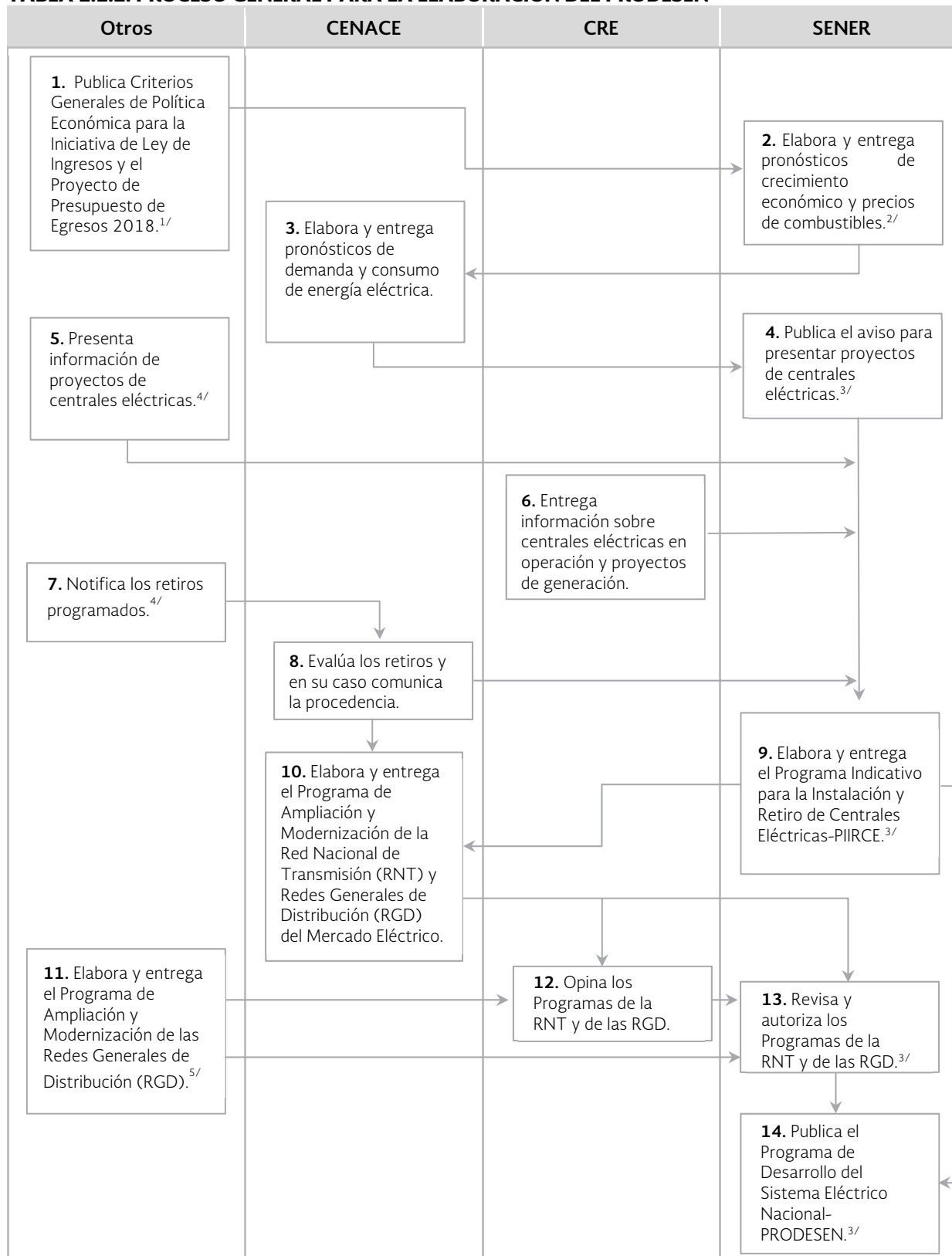
los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

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

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

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

TABLA 1.1.2. PROCESO GENERAL PARA LA ELABORACIÓN DEL PRODESEN



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

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

Licitación BC-SIN SENER³

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

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

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

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

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

Licitación Ixtepec-Yautepec CFE-Transmisión

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

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

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

Subastas de Mediano Plazo

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

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

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

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

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

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

Entre los objetivos de estas Subastas se encuentran:

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

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

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

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

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

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

Subastas de Largo Plazo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mercado de CEL

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

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

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

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

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

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

GRÁFICO 1.2.1. REQUISITOS DE CEL
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Entrega de Reglas de Mercado a la CRE

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

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

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

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

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

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

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

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

Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

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

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

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

TABLA 1.2.1. RESULTADOS DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

(Pesos/megawatt-año; pesos)

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

Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

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

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

Principales regulaciones emitidas 2017 y 2018¹¹

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

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

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

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

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

Instrumentos emitidos por la CRE

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

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

¹¹ Ver Anexo electrónico: Marco regulatorio de la reforma energética

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

Instrumentos emitidos por el CENACE

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

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

Tarifas

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

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

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

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

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

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

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

1.3. Contribución del Sector Eléctrico

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

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

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

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

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

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

¹⁵ De acuerdo con la clasificación del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN, 2013), el subsector de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica comprende las unidades económicas dedicadas principalmente a la generación, transmisión y distribución (suministro) de energía eléctrica de manera integrada, sin importar el tipo de

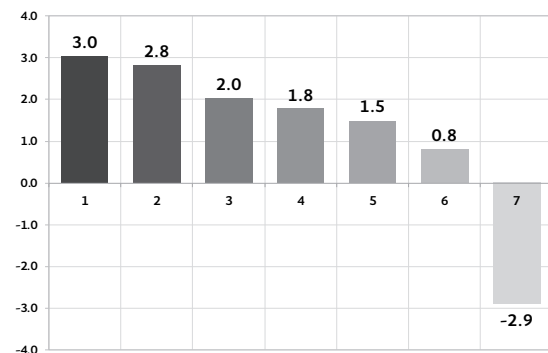
1.2% en el PIB nacional y de 3.6% en la actividad industrial (ver Anexo, Tabla 1.3.1.).

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

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

GRÁFICO 1.3.1. TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL 2007-2017

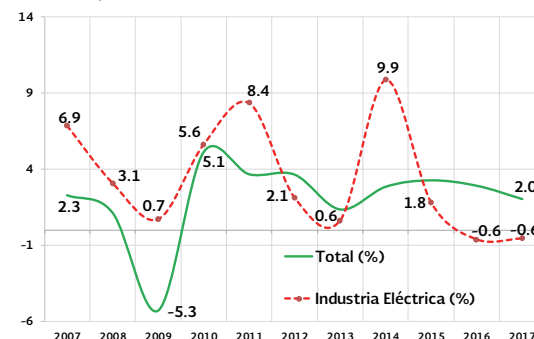
(Porcentaje)



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

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

(Porcentaje)



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

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

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

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

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

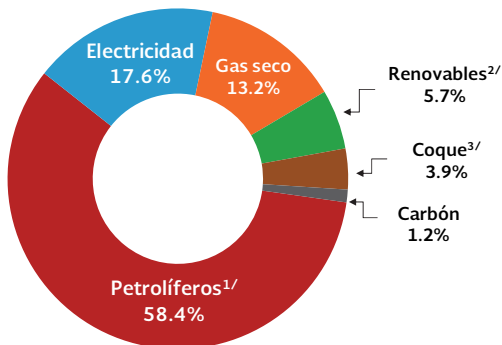
¹⁶ Bajo el supuesto de que en el corto plazo no se presentan cambios tecnológicos importantes, de acuerdo con el Modelo Básico de Insumo-Producto. (SCNM, INEGI 2013).

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

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

GRÁFICO 1.3.3. CONSUMO ENERGÉTICO POR COMBUSTIBLE

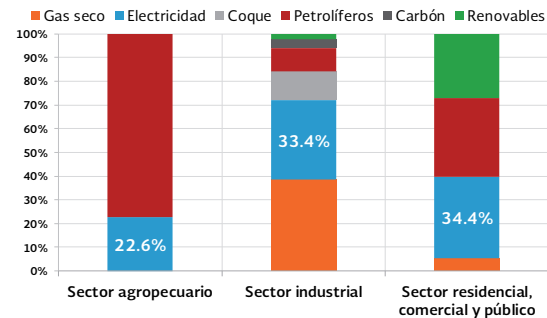
(Porcentaje)



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

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

(Porcentaje)



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

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

(Porcentaje)



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

Competitividad

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

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

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

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

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

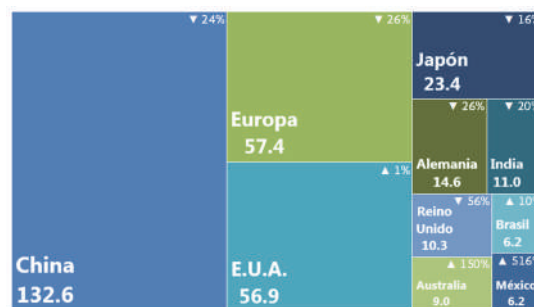
En este sentido, el Banco Mundial reconoce los esfuerzos que México realiza para garantizar el suministro confiable de la electricidad mediante la instalación de redes inteligentes, la extensión de las redes de distribución y la implementación de un nuevo sistema para restablecer el servicio eléctrico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

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

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

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

(Miles de millones de dólares)



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

México forma parte de la Agencia Internacional de Energía

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

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

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

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

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

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

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



INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1. Antecedentes del Sistema Eléctrico Nacional

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Regiones de control

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

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

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

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

MAPA 2.1.1. REGIONES DE CONTROL DEL SEN



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

2.2. Generación

Capacidad instalada de generación de energía eléctrica

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

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

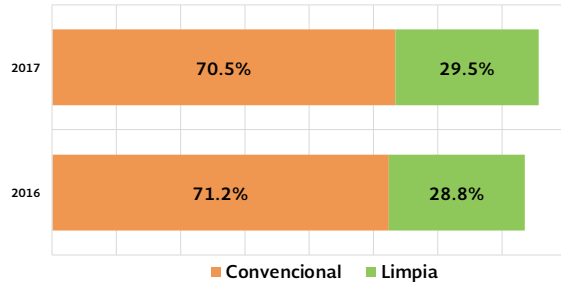
La capacidad instalada de tecnologías convencionales se incrementó en 1,027 MW, entre 2016 y 2017,

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

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

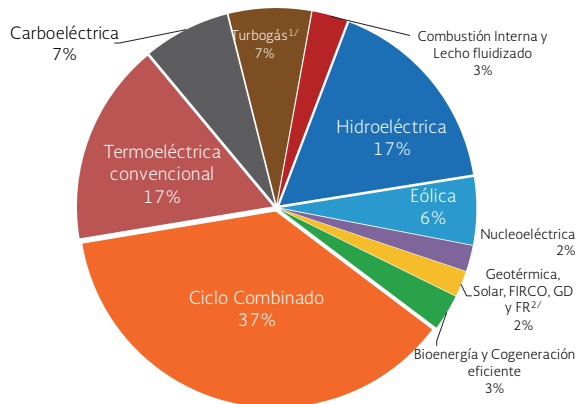
²⁵ De acuerdo con la definición de Energías Limpias contenida en la fracción XXII del artículo 3 de la LIE (DOF 11/08/2014).

GRÁFICO 2.2.1. CAPACIDAD INSTALADA
(Megawatt)



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

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



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

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

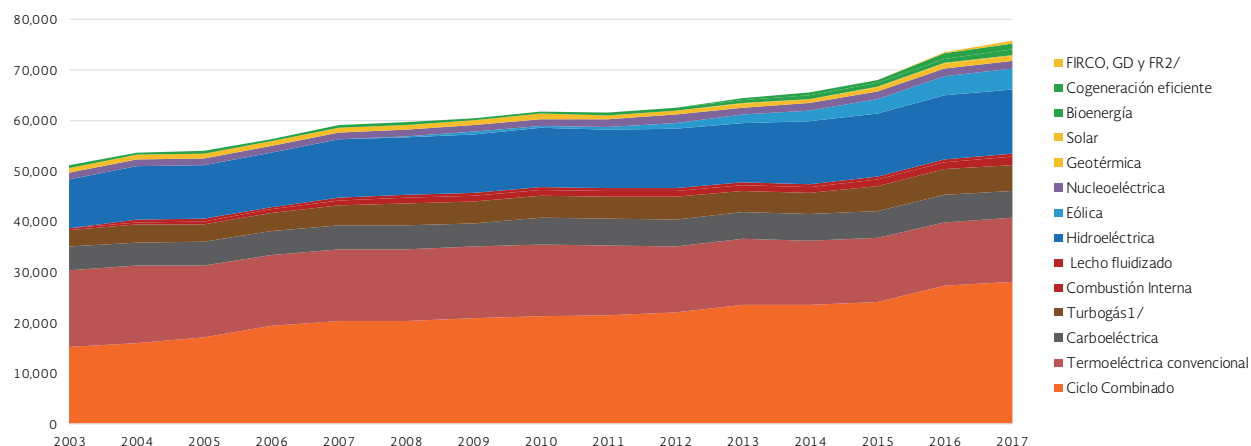
TABLA 2.2.1. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA
(Megawatt)

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

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

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

(Megawatt)



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

Capacidad instalada por modalidad

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

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

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

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

²⁶ Artículo 3, fracción XXIV de la LIE.

²⁷ Artículo 3, fracción V, de la LIE.

²⁸ Artículo 3, fracción VI, de la LIE.

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

³⁰ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

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

TABLA 2.2.3. CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD 2017

(Megawatt)

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

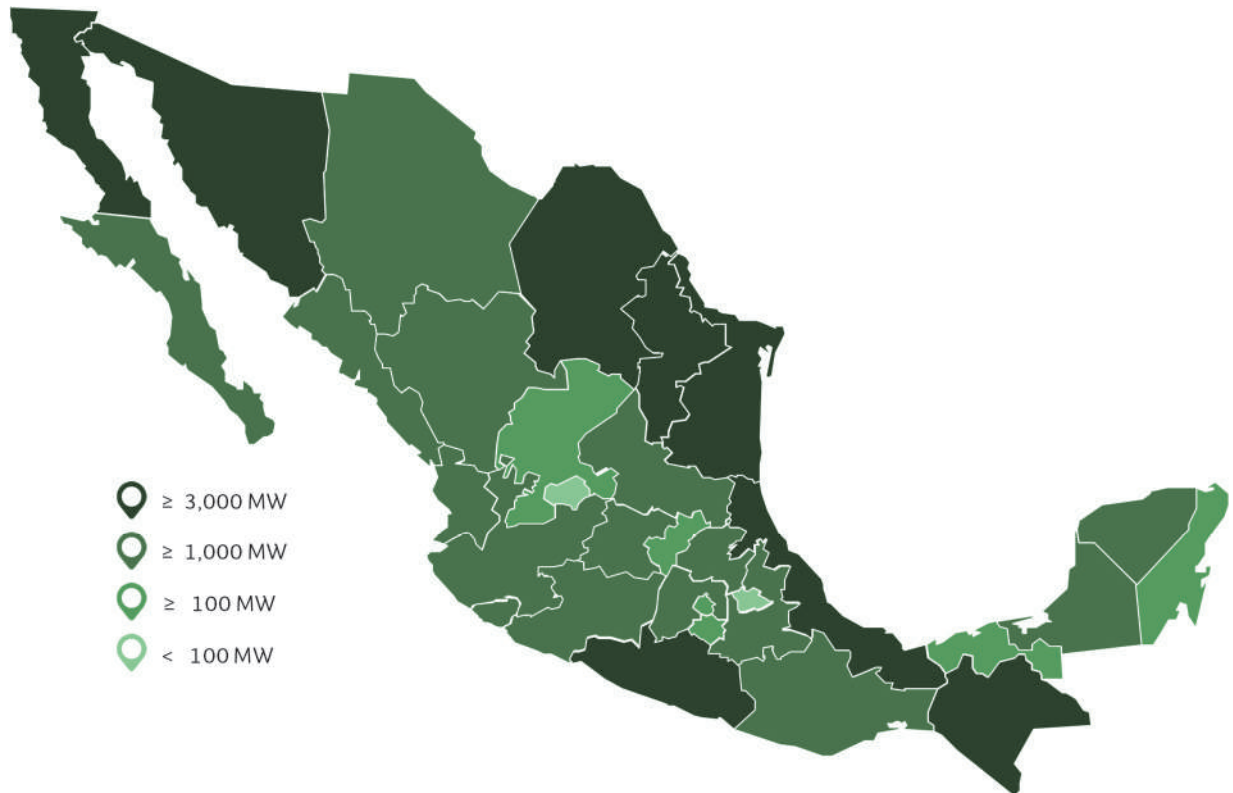
^{1/} Ley del Servicio Público Eléctrico de Energía Eléctrica. ^{2/} Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/} Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). ^{4/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de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

Capacidad instalada por región de control y entidad federativa

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

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

MAPA 2.2.1. CAPACIDAD INSTALADA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017



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

Generación de energía eléctrica

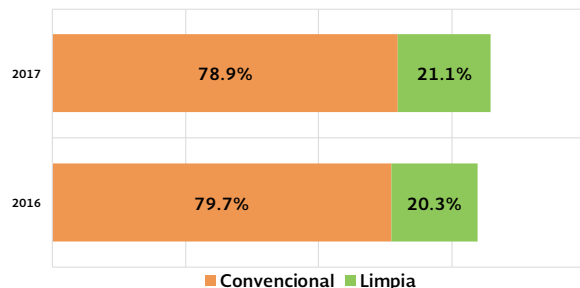
En 2017, se generaron 329,162 GWh de energía eléctrica, 3.1% más que en 2016 (9,799 GWh). El 78.9% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales (259,766 GWh) y el 21.1% restante de tecnologías limpias (69,397 GWh) (ver Gráfico 2.2.4.). El 50% de la generación proviene de ciclos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

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

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

GRÁFICO 2.2.4. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(Gigawatt-hora)

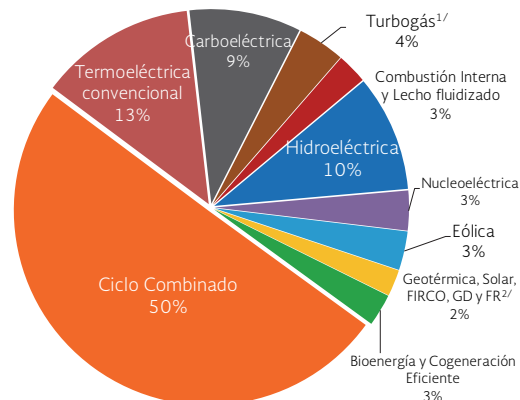


Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética. Información preliminar 2017.

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

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

(Porcentaje)



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

TABLA 2.2.5. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

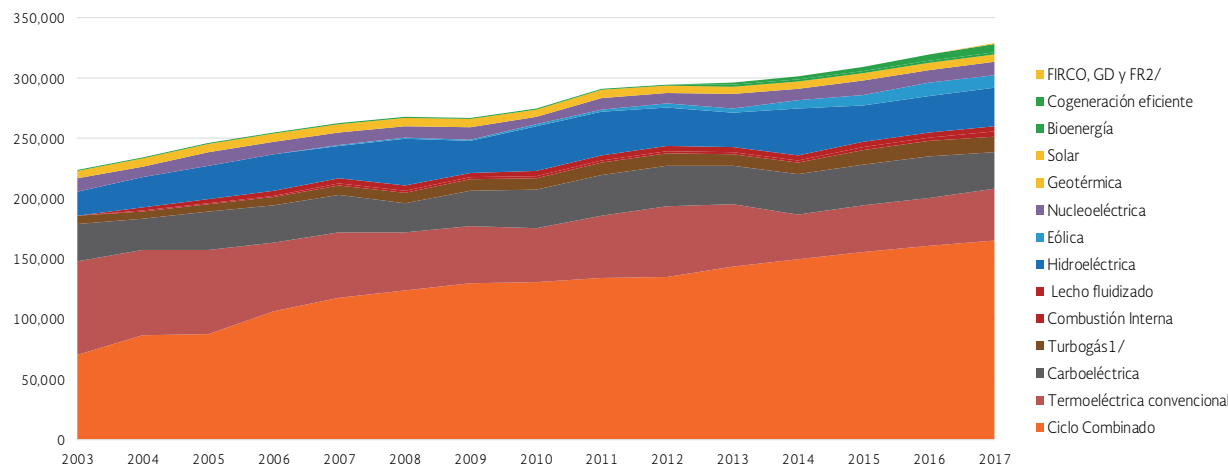
(Gigawatt-hora)

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

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

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

(Gigawatt-hora)



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

Generación de energía eléctrica por modalidad

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

Generación de energía eléctrica por región de control y entidad federativa

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

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

TABLA 2.2.6. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MODALIDAD 2017

(Gigawatt-hora)

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

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

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

³³ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE.

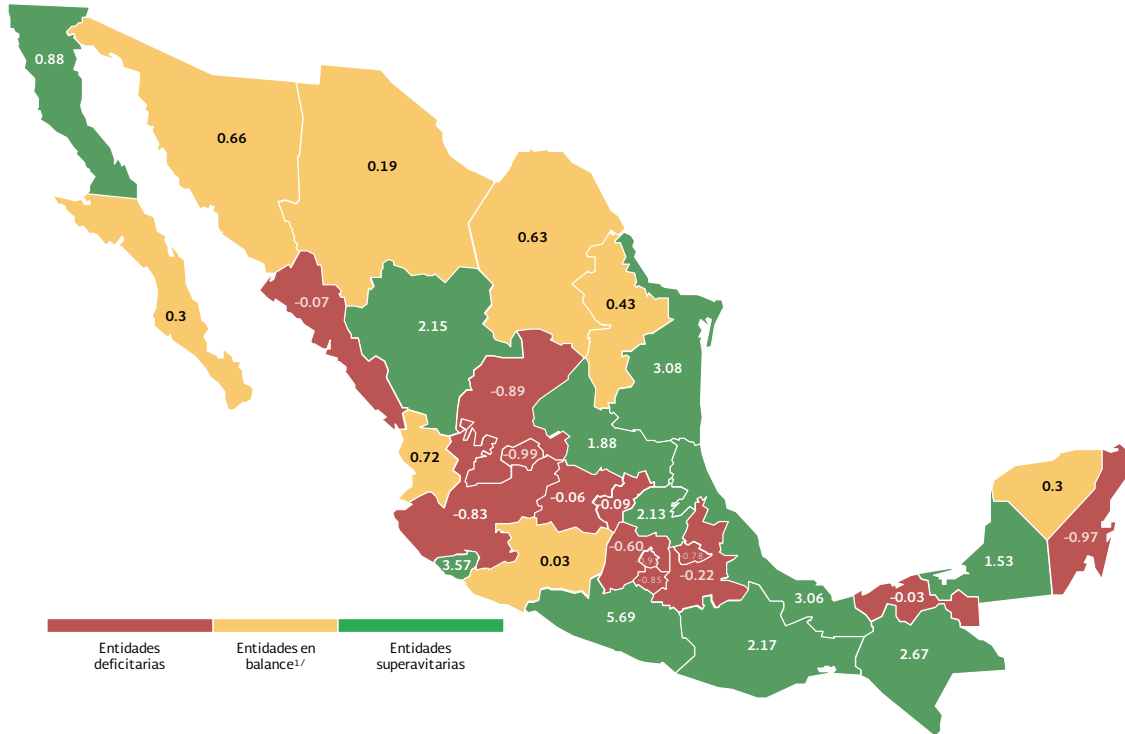
El balance de energía por entidad federativa en 2017, que considera la generación y las ventas de electricidad, muestra que las regiones con los mayores excedentes de energía son: Guerrero y Colima. Las entidades que proporcionalmente presentan mayor déficit energético son: Aguascalientes y Quintana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

MAPA 2.2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017



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

MAPA 2.2.3. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA 2017



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

Tecnologías de generación de energía eléctrica en México³⁴

Tecnologías Convencionales

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

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

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

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

Ciclo Combinado

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Termoeléctrica Convencional

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Carboeléctrica

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

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

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

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

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

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

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

Lecho Fluidizado

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

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

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

Turbogás

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

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

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

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

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

⁴⁵ Incluye plantas móviles.

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

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

Combustión Interna

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

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

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

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

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

Tecnologías Limpias

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

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

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

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

Hidroeléctrica

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

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

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

⁴⁶ Artículo Tercero fracción XXII de la LIE.

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

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

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

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

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

Nucleoeléctrica

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

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

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

Una central nuclear sigue el mismo principio de generación de energía eléctrica que una central de tecnología convencional, con la diferencia de que no requiere de un proceso de combustión. El vapor necesario para poner en marcha la turbina y esta a su vez el generador se obtiene mediante el proceso de fisión del uranio.

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

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

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

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

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

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

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

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

Eólica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Geotérmica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Solar

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Termosolar

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

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

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

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

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

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

⁶¹ Inventario Nacional de Energías Renovables, SENER.

⁶² Planta Híbrida de Energía Solar/Térmica, Banco Mundial: (<http://projects.bancomundial.org/PO66426/hybrid-solar-thermal-power-plant?lang=es&tab=overview>)

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

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

Bioenergía

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

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

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

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

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

Cogeneración Eficiente

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Frenos Regenerativos

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

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

Cambios en la infraestructura de generación

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

CFE-Generación	
Enero	
	Huicot U's 1a16 (NAY) 1.18 MW
Febrero	
	Santa Rosalía U16 (BCS) 1.3 MW
Abril	
	Tuxpango U3 y U4 ¹⁷ (VER) 3 MW
	La Venta U's 1a5 ²⁷ (GRO) 30 MW

Junio	
	Agua Prieta II U3 (SON) 2.786 MW
	Agua Prieta II U1 y U2 ³⁷ (SON) 4.155 MW
Agosto	
	Santa Rosalía U3, U4 y U5 ⁴⁷ (BCS) 3.45 MW

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


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

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


Generación
Enero

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

Febrero

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

Mayo

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

Junio

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

Julio

-   Fabricaciones Especializadas (DGO)
1 MW

Agosto

-   Petstar (MEX)
2 MW

Septiembre

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

Octubre

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

Noviembre

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

Diciembre

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

Autoabastecimiento

Enero

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

Marzo

-   Mabe México, Planta Plásticos (QRO)
1.6 MW

Abril

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

Mayo

-   Iberdrola Energía del Golfo (TAMS)
80 MW



Junio

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

Agosto

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

Septiembre

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

Noviembre









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

Diciembre

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

Cogeneración

Enero

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

Mayo

-   Zacapu Power (MICH)
1.7 MW

Junio

-   Celulosa y Papel del Bajío (GTO)
1.77 MW

Julio

-   CE G. Sanbons Perisur (CDMX)
1 MW

Septiembre

-   Productos Roche, Planta Toluca (MEX)
2.1 MW

Octubre

-   Iberdrola Cogeneración Bajío (QRO)
61.5 MW

Noviembre

-   Innovation Packaging and Process (SLP)
0.8 MW

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

Simbología:

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

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

Conversión de centrales termoeléctricas

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

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

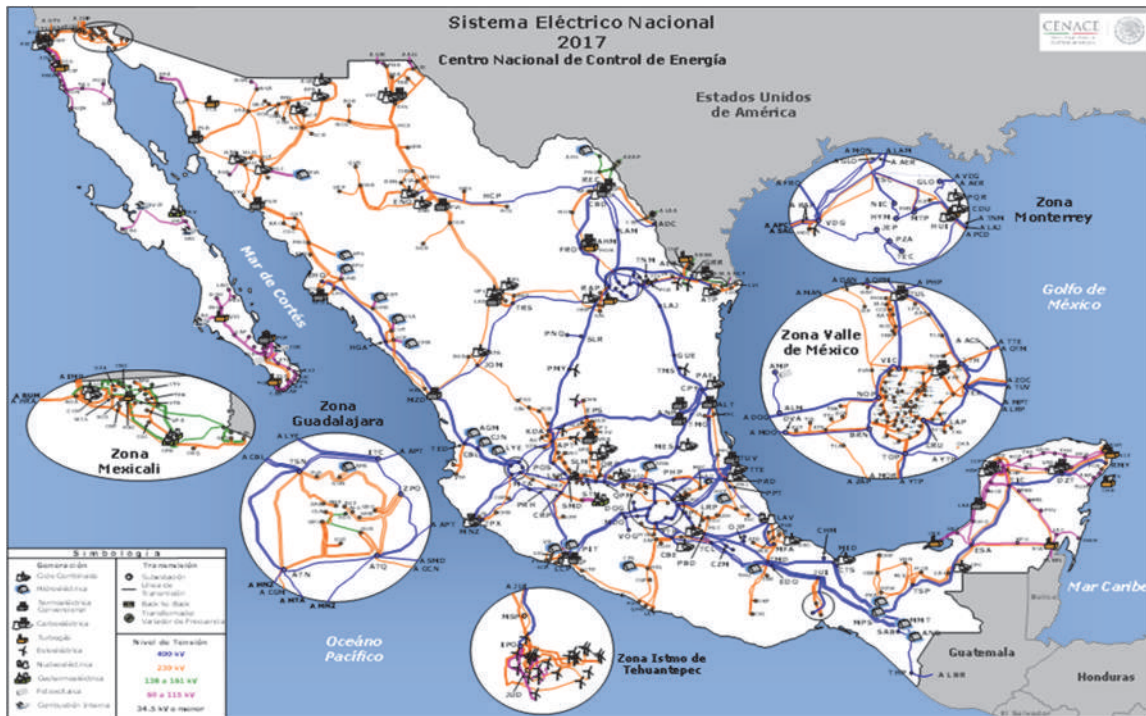
2.3. Transmisión

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

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

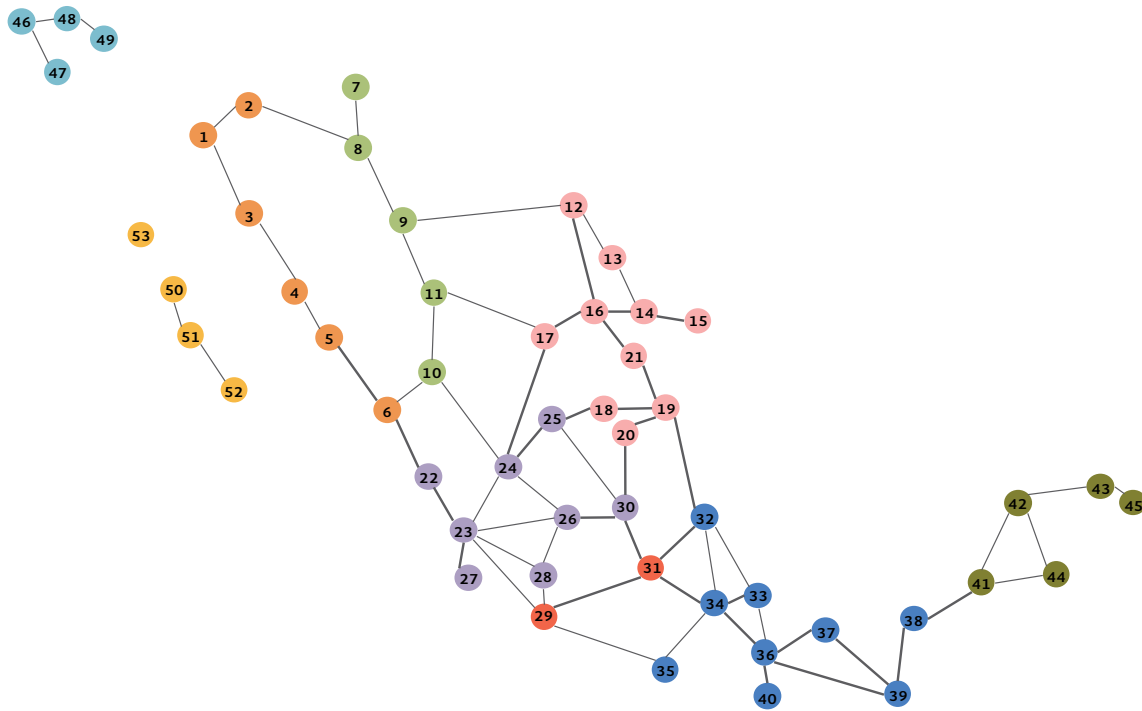
La RNT se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN; las seis restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total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

MAPA 2.3.1. RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2017



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

MAPA 2.3.2. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Capacidad de transmisión y transformación

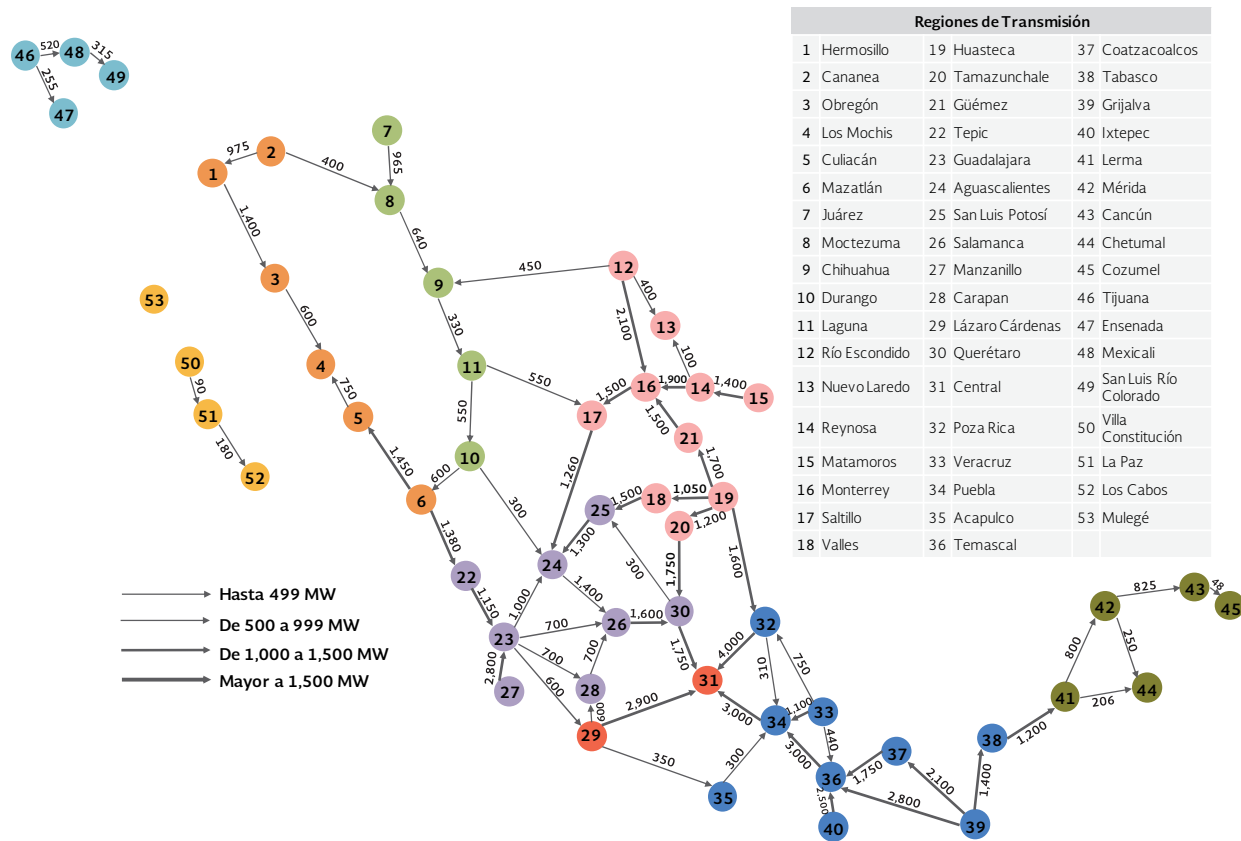
En 2017, la capacidad de los enlaces en las 53 regiones de transmisión fue de 76,697 MW, lo que representó un crecimiento de 3.4% respecto al año anterior.

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

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

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

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



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

TABLA 2.3.2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL

(Megawatt)

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

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

Subestaciones

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

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

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

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

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

(Megavolt-ampere)

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

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

Red Nacional de Transmisión (RNT)

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

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

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

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

TABLA 2.3.4. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

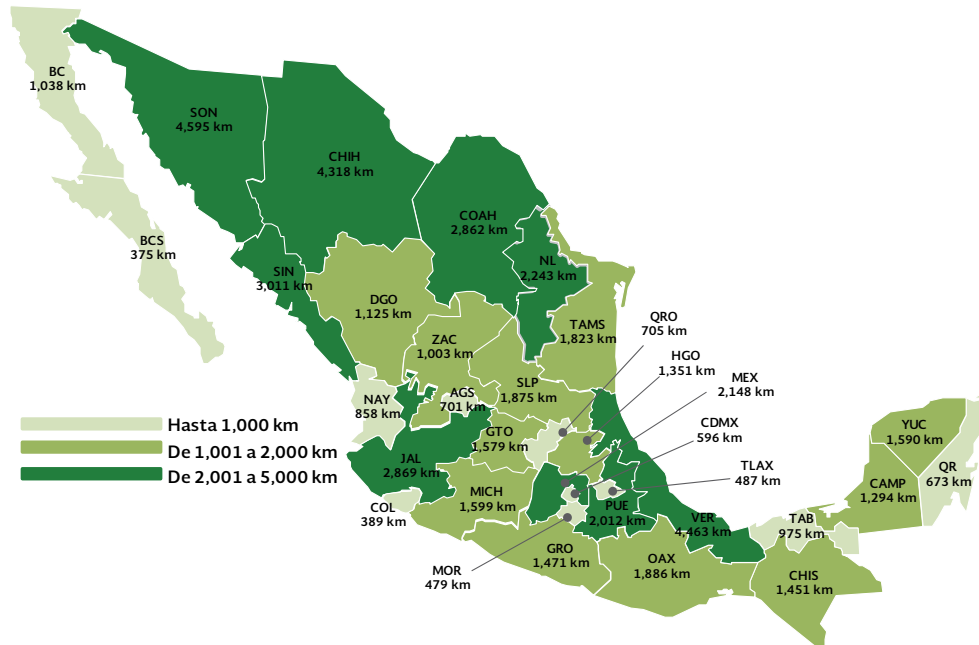
(Kilómetros)

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

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

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

(Kilómetros)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Interconexiones Transfronterizas

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

Interconexiones con Norteamérica

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

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

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

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

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

Interconexiones con Centroamérica

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

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

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

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

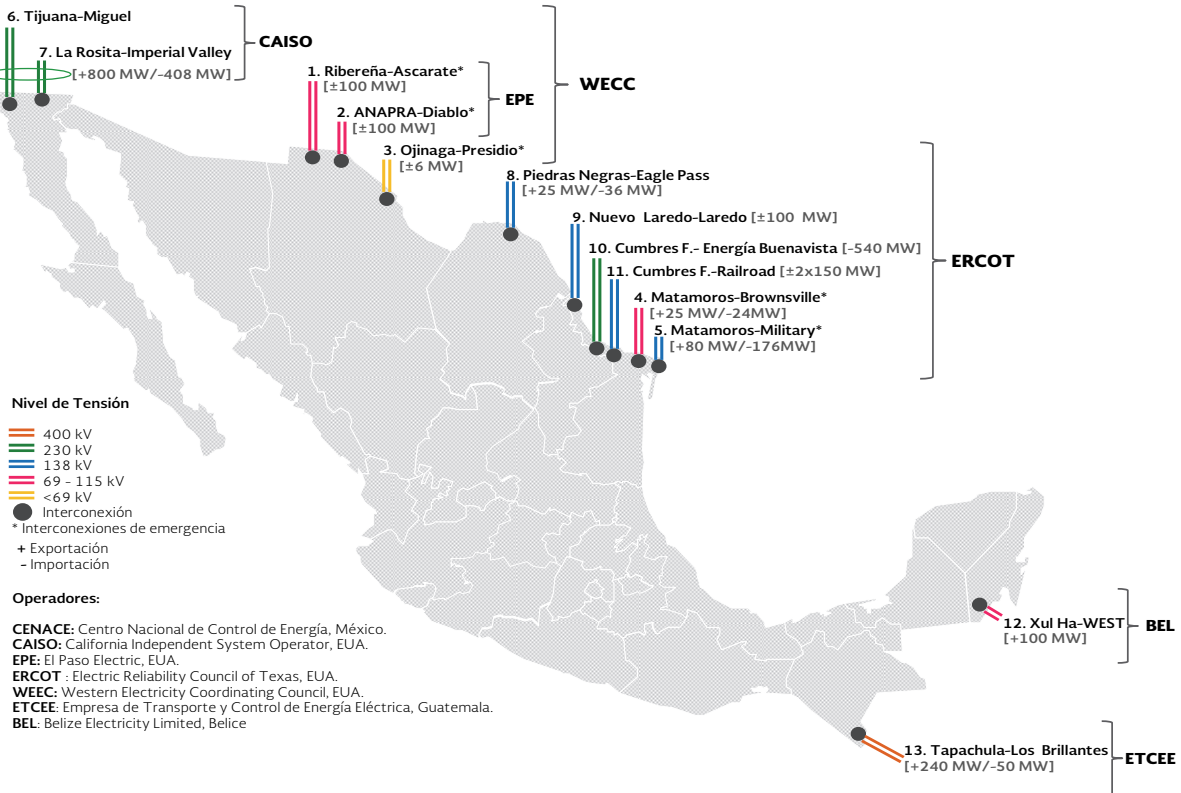
La Comisión por parte del SIEPAC, y a propuesta del CDMER, elaboró los términos de referencia para realizar el estudio “Diseño General del Mercado

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

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

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

MAPA 2.3.5. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS 2017



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

Nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica

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

Transmisión Febrero

PROYECTO 292 SE 1701 SUBESTACIÓN CHIMALPA DOS

Estado: Estado de México



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



Subestaciones :230 kV/13.8 kV ; 500 MVA



Inversión : 55.4 MDD

Marzo

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

Estados: Jalisco



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



Subestaciones: 400 kV/230 kV ; 500 MVA



Inversión: 23.6 MDD

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

Estado: Querétaro



Líneas de Transmisión:400 kV; 27 km-C



Subestaciones: 400 kV



Inversión: 10.9 MDD

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

Estados: Campeche y Quintana Roo

Líneas de Transmisión: 230 kV; 367.4 km-C



Subestaciones: 230 kV/115 kV



Compensación: 48 MVAR



Inversión:23.6 MDD

Mayo

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

Estados: Sinaloa

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



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



Inversión: 33.3 MDD

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

Estados: Chihuahua y Durango



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



Subestaciones: 230 kV/115 kV ; 366.60 MVA



Inversión: 31.15MDD

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

Estados: Baja California y Baja California Sur

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



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



Compensación: 48 MVAR



Inversión: 33.3MDD

Agosto

234 SLT 1302 TRANSFORMACIÓN DEL NORESTE



Estados: Coahuila

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



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



Compensación: 75 MVAR



Inversión: 29.8 MDD

Octubre

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

Estado: Baja California



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



Subestaciones: 230 kV/161 Kv



Inversión: 12.5 MDD

Noviembre

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

Estado: Chihuahua



Líneas de Transmisión: 400 Kv; 159.3 km-C



Subestaciones: 230 kV



Inversión: 35.2 MDD

Simbología:



Líneas de Transmisión



Subestación



Compensación



Inversión

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

2.4. Distribución

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

Servicio

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

MAPA 2.4.1. UNIDADES DE NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN



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

Capacidad de transformación

Subestaciones

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

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

Transformación

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

TABLA 2.4.1. SUBESTACIONES CON TRANSFORMADORES CONSIDERADOS PARTE DE LAS RGD

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

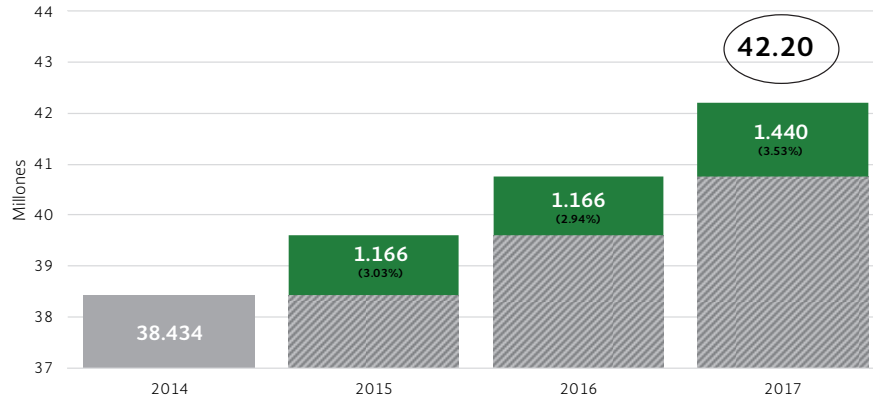
^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Incluye subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución. ^{3/} Subestaciones incorporadas a CFE Distribución como resultado de la estricta separación legal. Información preliminar al cierre de 2017. Fuente: Elaborado por la SENER con datos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

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

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

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

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



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

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



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

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



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

Redes Generales de Distribución

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

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

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

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

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

TABLA 2.4.3. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

(Kilómetros)

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

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

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

(Kilómetros)



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



CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

Consumo bruto

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

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

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

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

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

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

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

Demanda Integrada

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

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

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

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

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

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

Demanda Máxima Coincidente

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

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

Demanda Máxima Instantánea del SIN

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

Comportamiento de los Precios Marginales Locales durante 2016 y 2017

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

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

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

eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista".

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

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

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

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

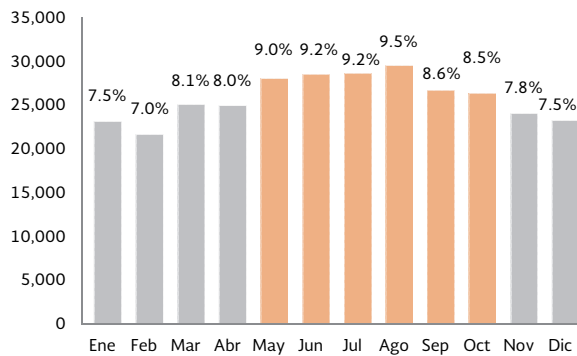
En 2017, el PML máximo en el MDA fue de 7,729 \$/MWh y se registró el 4 de abril en el nodo Cancún, este valor es 13% más alto respecto al registrado en 2016. El PML mínimo en el MDA fue de -123 \$/MWh y se registró el 23 de diciembre en el nodo Ensenada (ver Tabla 3.1.5).

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

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

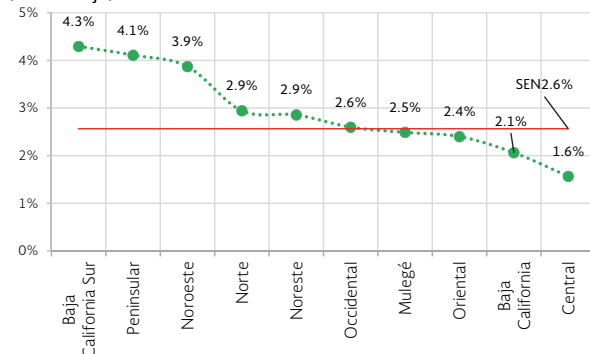
^{1/} Datos revisados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.1. CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2017
(Gigawatt-hora)



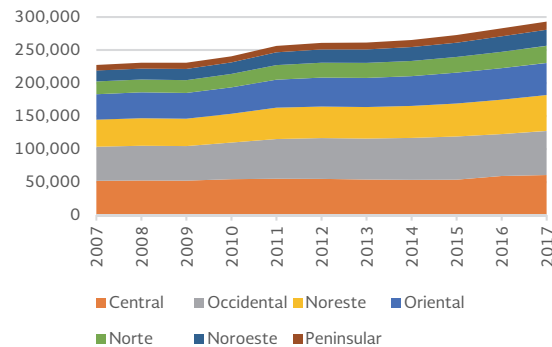
Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

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



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.1.3. CONSUMO DE ENERGÍA DEL SIN 2007-2017
(Gigawatt-hora)



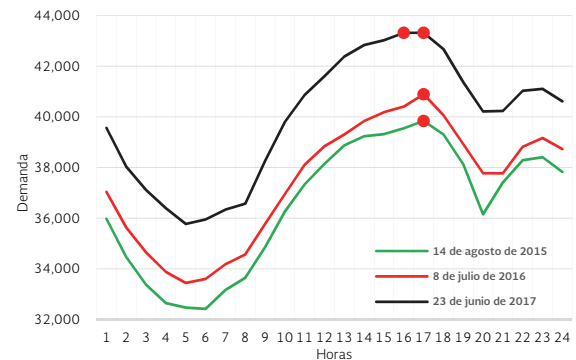
Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

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

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

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

GRÁFICO 3.1.4. DEMANDAS MÁXIMAS DEL SIN EN 2015, 2016 Y 2017
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.3. DEMANDAS COINCIDENTES CON EL SIN 2017

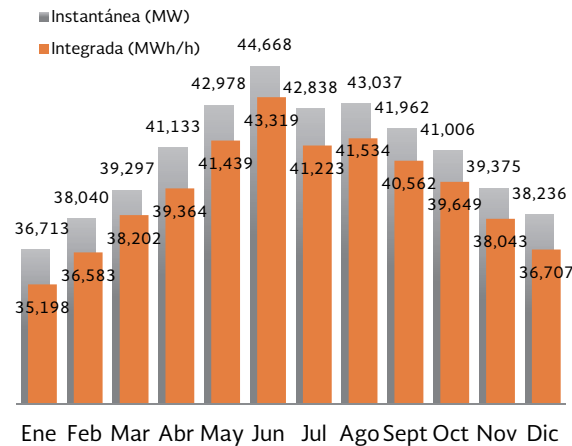
(Megawatt-hora/hora)

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

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

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

(Megawatt; Megawatt-hora)



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

TABLA 3.1.4. PML 2016

(Pesos / Megawatt-hora)

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

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

TABLA 3.1.5. PML 2017

(Pesos / Megawatt-hora)

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

Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

MAPA 3.1.1. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR REGIÓN DE CONTROL 2017

(Gigawatt-hora)



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

MAPA 3.1.2. DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR REGIÓN DE CONTROL 2017

(Megawatt-hora/hora)



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

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

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

Pronóstico del Producto Interno Bruto y precios de los combustibles

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

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

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

Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles⁷⁶.

Pronóstico del consumo y demanda de energía eléctrica

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

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

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

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

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

⁷⁰ Short-Term Energy Outlook

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

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

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

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

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

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

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

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

⁷⁵ Tarifas CFE:

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

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

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

⁷⁷ Artículo 5 del Reglamento de la LIE.

⁷⁸ Ver Tabla 1.2.1 en el capítulo 1.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Definición de variables

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

Modelo de estimación del consumo de energía eléctrica 2018-2032

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

Determinación de la Demanda Máxima Integrada de Energía Eléctrica

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

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

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

Donde:

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

Determinación de la Demanda Horaria de Energía Eléctrica

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

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

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

Donde:

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

3.3. Resultados 2018-2032

Pronóstico de PIB

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

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

Pronóstico de Precios de Combustibles

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

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

Pronóstico de Consumo Bruto

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

Pronóstico de Demanda Máxima Integrada

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

Escenarios de estudio operativos

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

Demanda Máxima de Verano (16:00 horas)

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

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

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

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

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

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

Demanda Máxima de Invierno (20:00 horas)

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

Ciudad de México e identificación de necesidades de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva capacitiva para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, y las necesidades de modernización de la infraestructura eléctrica en operación. La región de control Central y específicamente la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, cuenta con redes eléctricas de alta densidad de carga, con déficit en el balance carga-generación por lo que presenta características especiales de estabilidad de voltaje.

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

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

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

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

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

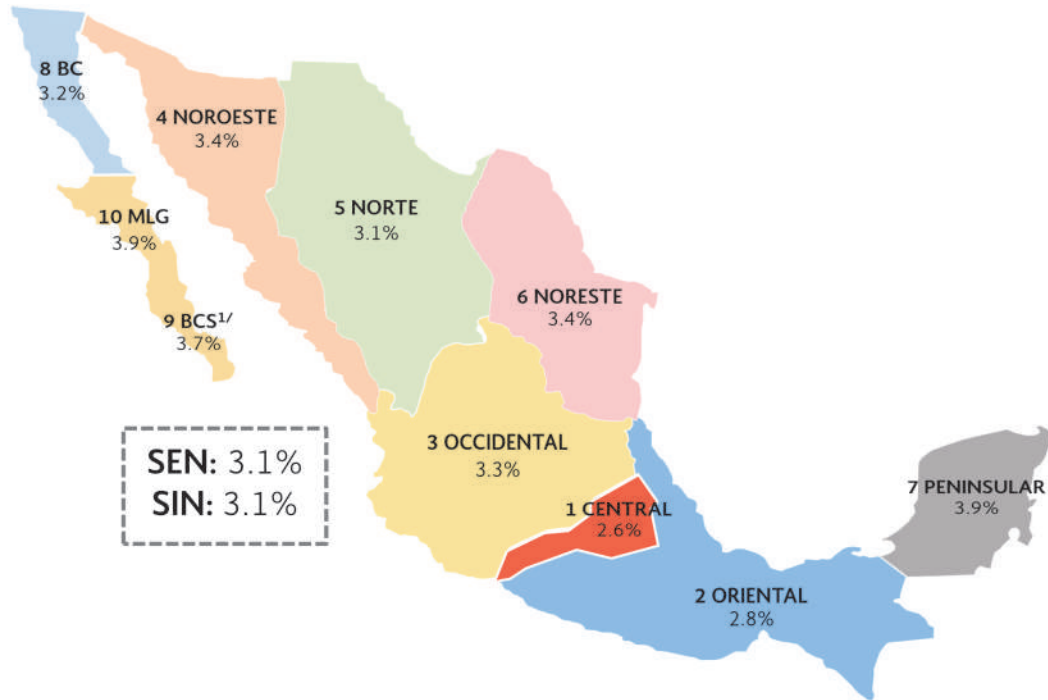
Curvas de demanda horaria

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

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

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

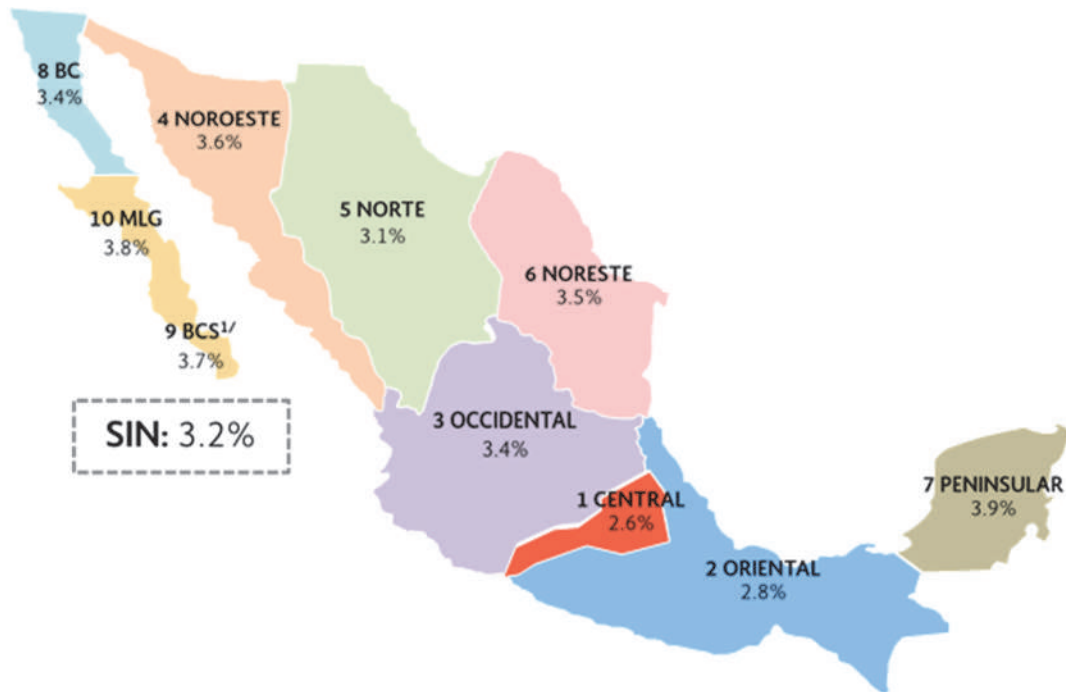
(Porcentaje)



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

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

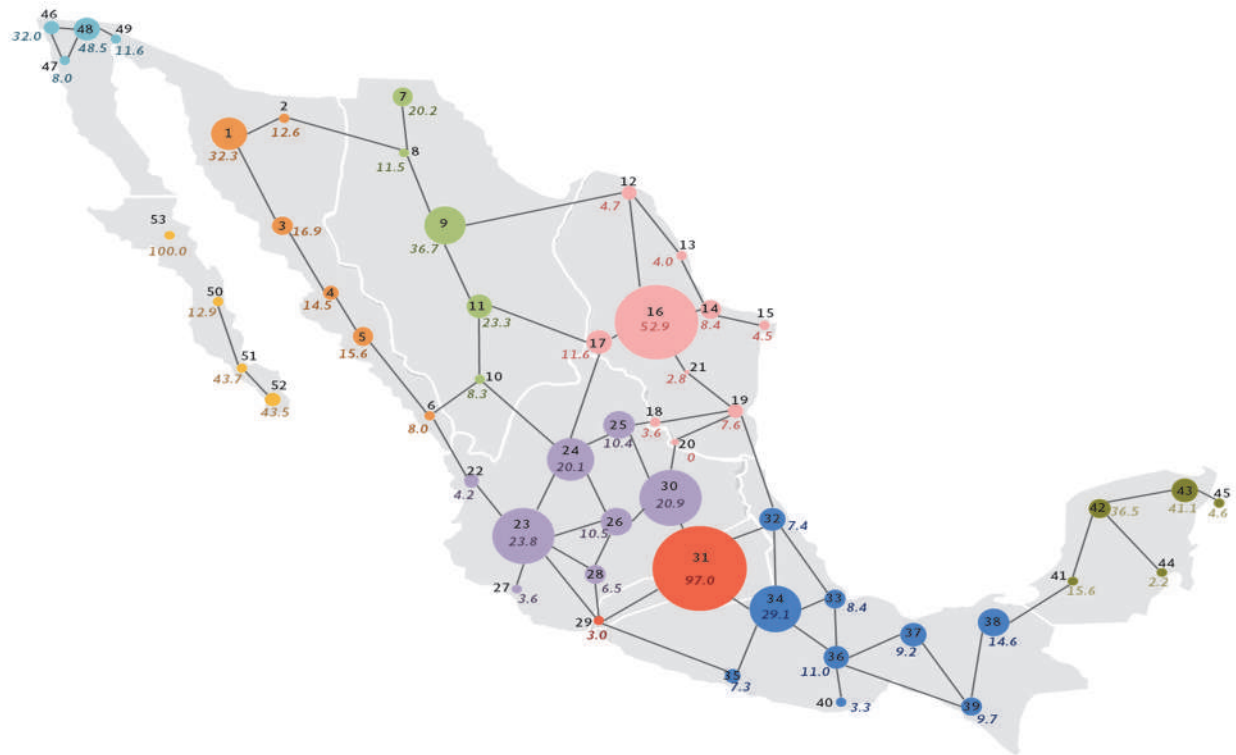
(Porcentaje)



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

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

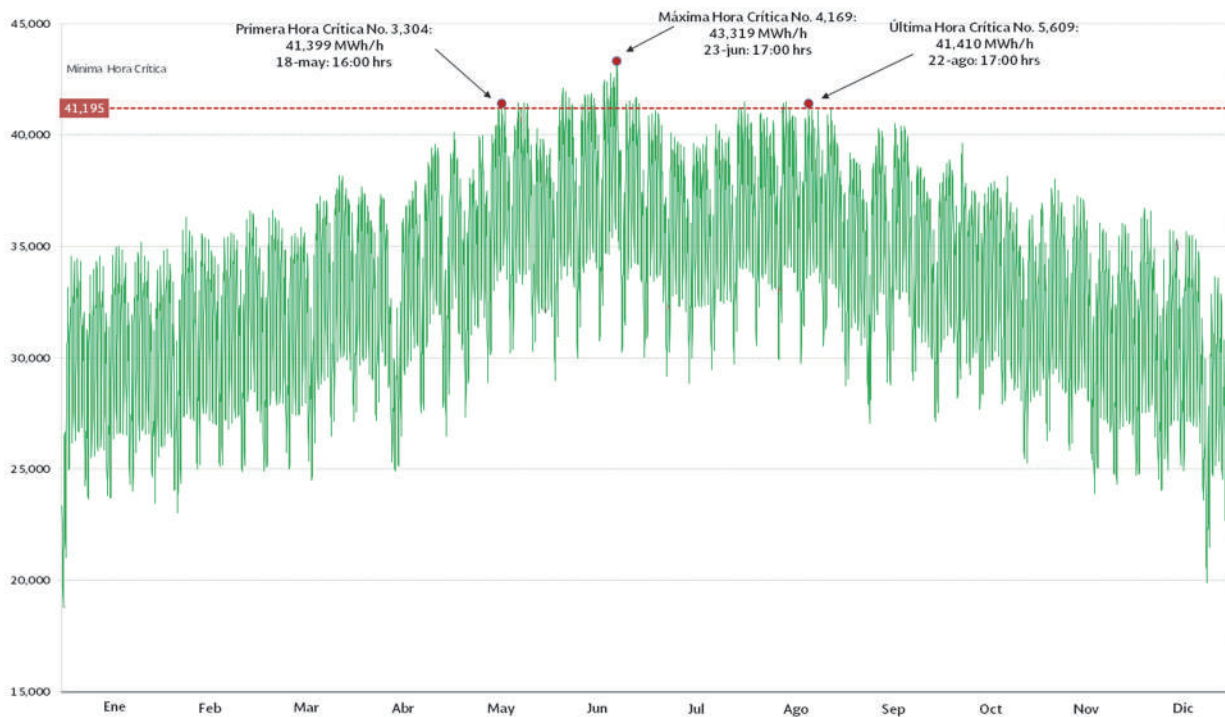
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

GRÁFICO 3.3.3. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2017

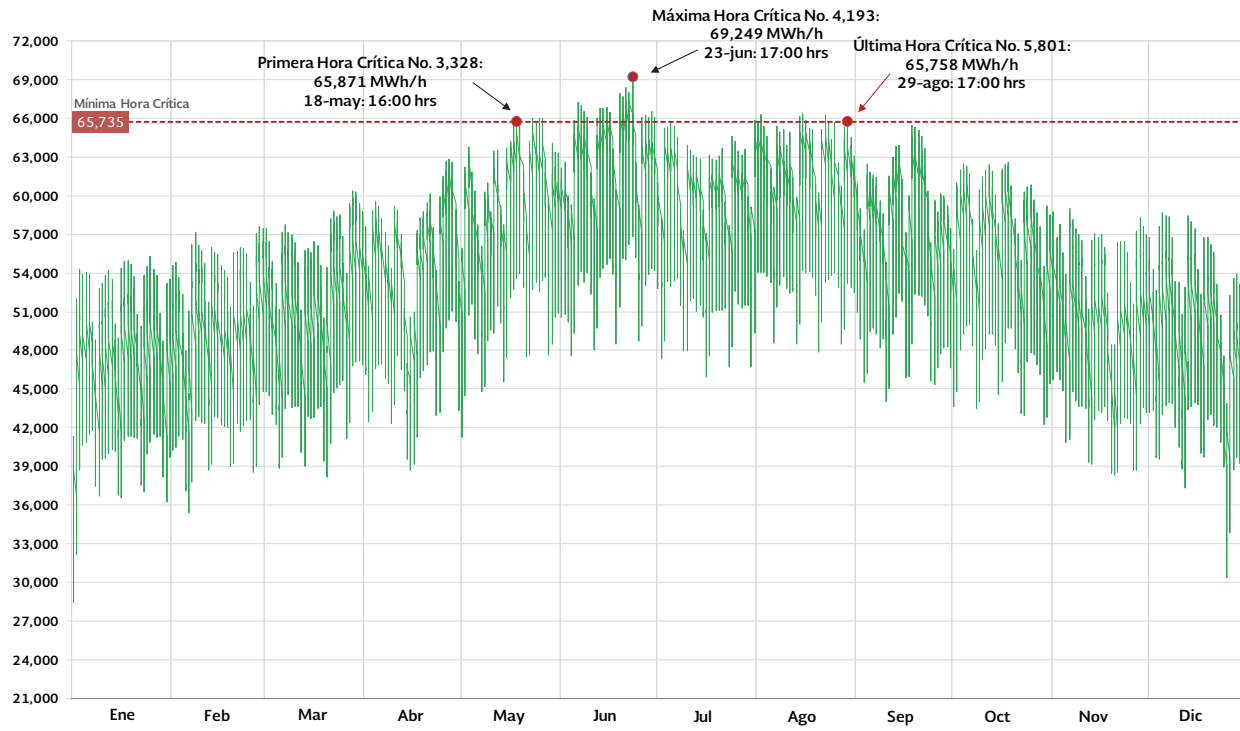
(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

GRÁFICO 3.3.4. CURVA DE DEMANDA HORARIA DEL SIN 2032

(Megawatt-hora/hora)



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE



PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

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

PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

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

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

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

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

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

4.1. Insumos para la elaboración del PIIRCE

Referencias

Regiones de control

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

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

Regiones de transmisión

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

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

Red Nacional de Gasoductos

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

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

⁸³ Artículo 13 de la LIE.

⁸⁴ Artículo 18 de la LIE.

⁸⁵ Artículo 4 de la LIE.

⁸⁶ Artículo 7 del Reglamento de la LIE.

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

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

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

Pronósticos

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

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

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

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

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

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

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

Catálogo de centrales de generación eléctrica

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

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

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

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

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

Catálogo de proyectos de transmisión

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

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

Tasas y tipo de cambio

Tasa de actualización

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

Tasa de retorno

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

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

Tipo de cambio

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

4.2. Parámetros técnicos y financieros

Parámetros técnicos y financieros para las centrales generadoras

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

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

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

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

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

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

- altitud y temperatura ambiente⁹⁶, o por disponibilidad de recurso, para el cálculo de la generación⁹⁷.
- **Eficiencia Térmica (%):** relación de energía calorífica utilizada y trabajo útil generado (ver Anexo, Tabla 4.2.2.).
 - **Emisiones (kg/MWh):** emisiones de bióxido de carbono (CO₂), bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas, por el uso de combustibles fósiles en las unidades generadoras (ver Anexo, Tabla 4.2.3.).
 - **Factor de planta (%):** relación entre la energía eléctrica producida por una unidad generadora y la energía posible de producir por la misma al operar a su potencia máxima durante un periodo determinado (ver Anexo, Tabla 4.2.4., Mapas 4.2.1. y 4.2.2.).
 - **Indisponibilidad (%):** proporción de la capacidad de una unidad generadora que deja de suministrar energía eléctrica por causas de mantenimiento y salidas forzadas (falla, decremento y causas ajenas) (ver Anexo, Tabla 4.2.5. y Tabla 4.2.6.).
 - **Régimen Térmico (GJ/MWh):** relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad generadora en GJ/h, dado el consumo de combustible y la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en MW (ver Anexo, Tabla 4.2.7.).
 - **Tiempo medio de reparación (horas):** tiempo promedio que tarda una unidad generadora que ha fallado, en volver a condiciones operativas normales. En el modelo de optimización se indicó un valor medio de 24 horas para las unidades generadoras.
 - **Usos propios (%):** proporción de energía eléctrica consumida por los equipos auxiliares de las unidades generadoras (ver Anexo, Tabla 4.2.8.).
 - **Vida útil (años):** tiempo estimado que una unidad generadora opera en condiciones eficientes (ver Anexo, Tabla 4.2.9.).
 - **Curva de aprendizaje (%):** evolución esperada de los costos de inversión para los proyectos de generación, asociada a las mejoras tecnológicas en desarrollo para los sistemas y equipos, las economías de escala como resultado de dichas mejoras y a la disponibilidad de recurso primario para la producción y suministro de energía eléctrica (ver Anexo, Gráfico 4.2.1.)⁹⁸.
 - **Costo de Falla (dólares/MWh):** valor promedio por unidad de energía eléctrica demandada no suministrada, por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro (pérdida de utilidad de los usuarios por unidad de energía eléctrica no suministrada). En el ejercicio de planeación se consideró un valor de 2,600 dólares/MWh⁹⁹.
 - **Costos Fijos de operación y mantenimiento, FO&M (dólares/kW-año):** incluyen los conceptos de sueldos y salarios, mantenimiento, servicios generales, administración, entre otros (ver Anexo, Tabla 4.2.10.).
 - **Costo Unitario de inversión (dólares/kW):** costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, el cual incluye los conceptos de ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora, más los conceptos de estudios, diseño, permisos, y otras actividades relacionadas con la obra (ver Anexo, Tabla 4.2.11.).

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

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

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

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

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

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

Parámetros técnicos y financieros de transmisión

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

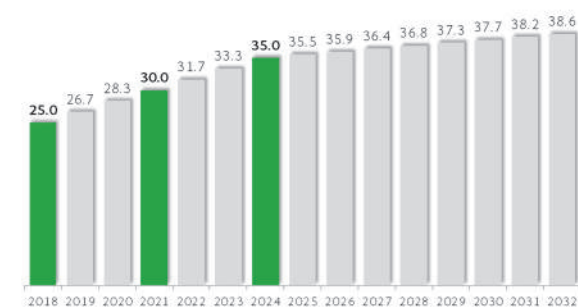
4.3. Restricciones

Metas de Energías Limpias

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

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

(Porcentaje)



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

Potencial de Energías Limpias

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

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

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

¹⁰⁰ DOF 24/12/2015

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

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

¹⁰² Artículo 14, fracción VII, de la LTE.

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

Política de Confiabilidad

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

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

4.4. Metodología

Marco conceptual

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

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

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

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

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

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

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

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

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

¹⁰³ DOF 28/02/2017

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

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

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

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

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

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

Modelo para la realización del PIIRCE

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

TABLA 4.4.1. REPRESENTACIÓN DEL MODELO DE PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

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

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

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

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

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

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

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

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

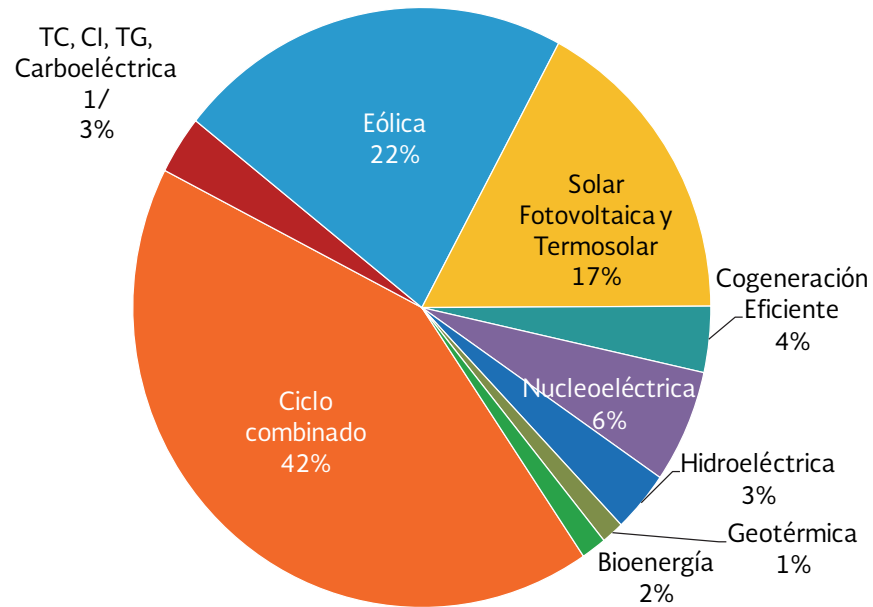
4.5. Expansión de la Generación

Instalación de centrales eléctricas

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

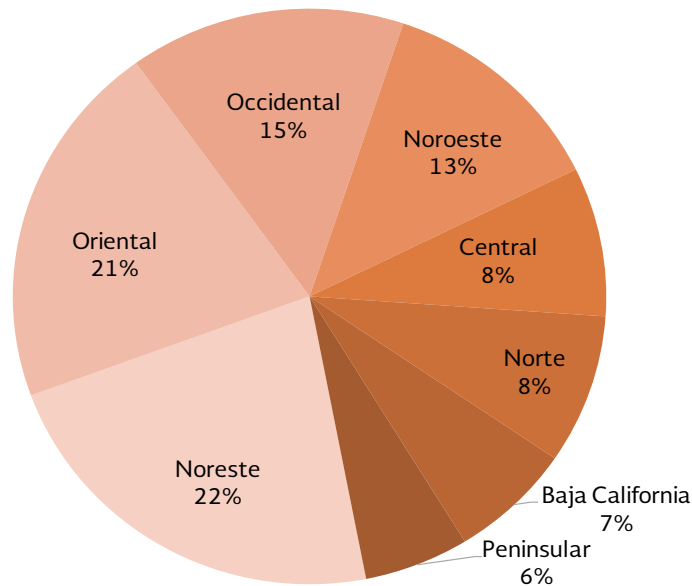
La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará en 45% por tecnologías convencionales y 55% por tecnologías limpias. En el grupo de las

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



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

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



Fuente: Elaborado por la SENER.

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

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

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

MAPA 4.5.1. CAPACIDAD ADICIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA 2018-2032

(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Retiro de centrales eléctricas

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

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

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

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

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

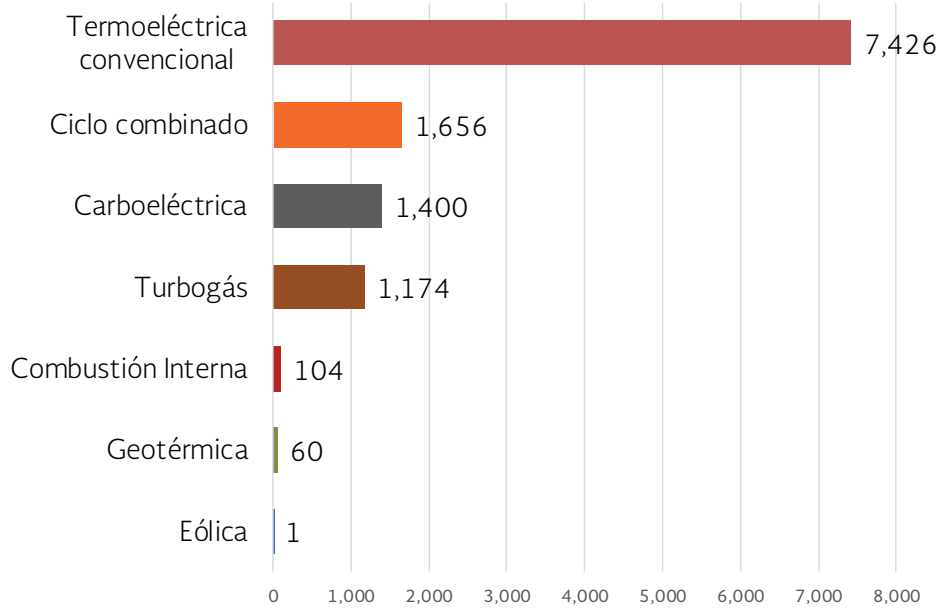
¹⁰⁶ Artículo 18, fracción IV, de la LIE

¹⁰⁷ Base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico.

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

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

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



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

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



Fuente: Elaborado por la SENER.

Evolución esperada de la capacidad instalada y generación eléctrica

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

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

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

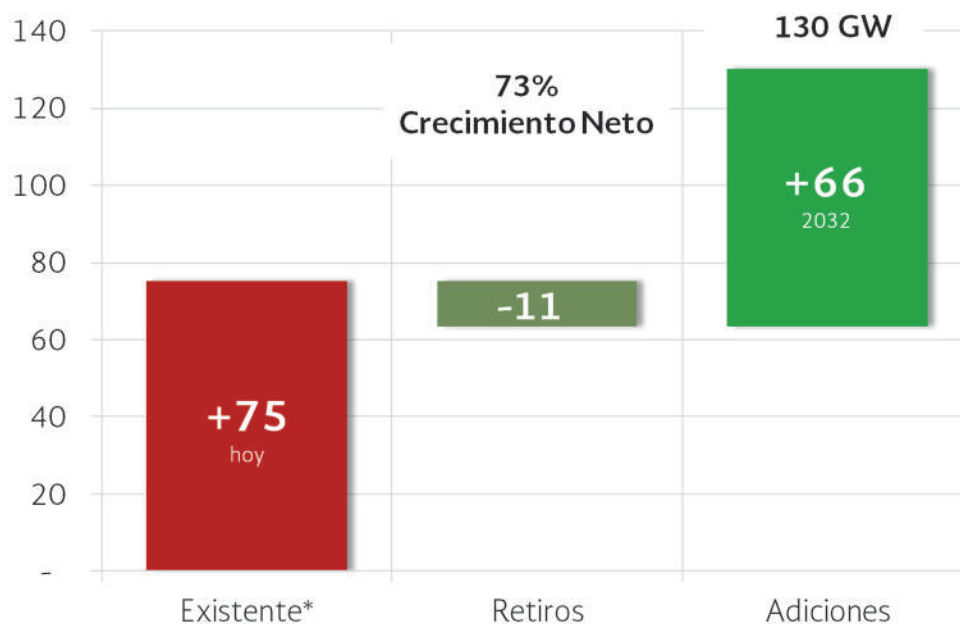
De acuerdo con el escenario de planeación, la generación de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 3.1% en los próximos 15 años.

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

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

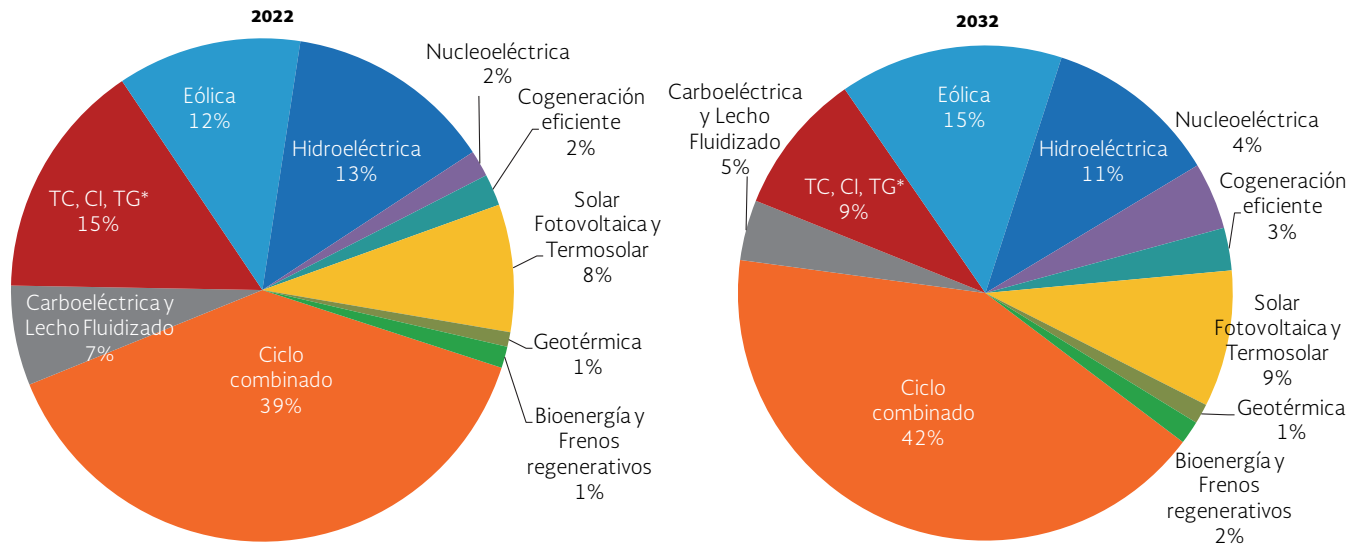
GRÁFICO 4.5.4. CAPACIDAD TOTAL EN OPERACIÓN 2032

(Gigawatt)



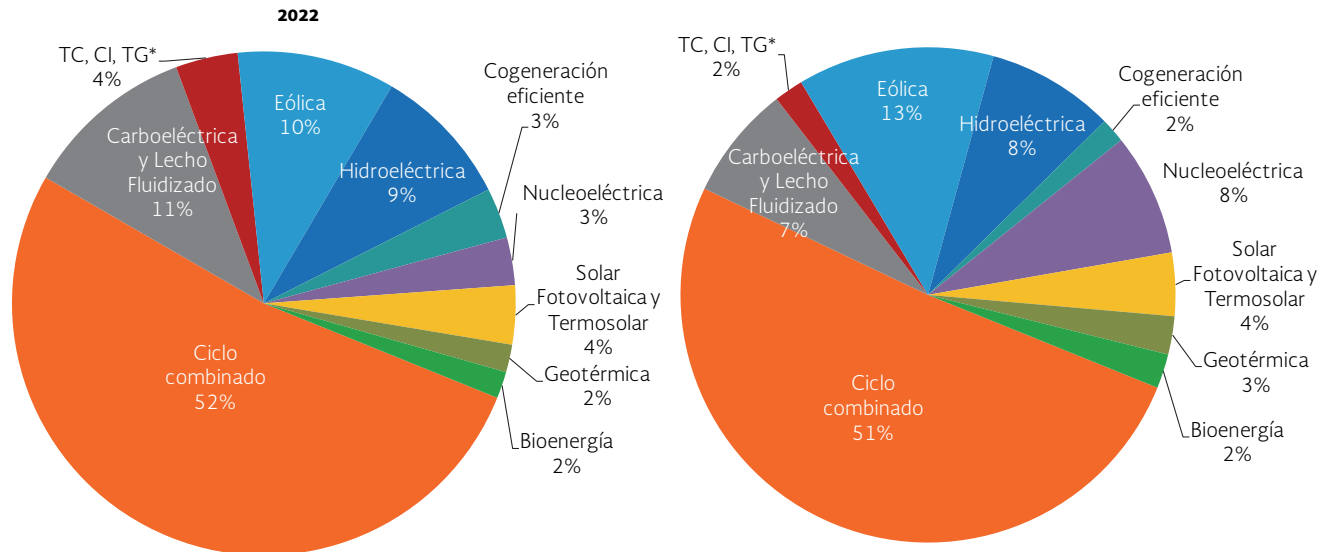
* Nota: El total incluye la adición y retiro de capacidad, no incluye Importación, Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

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



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

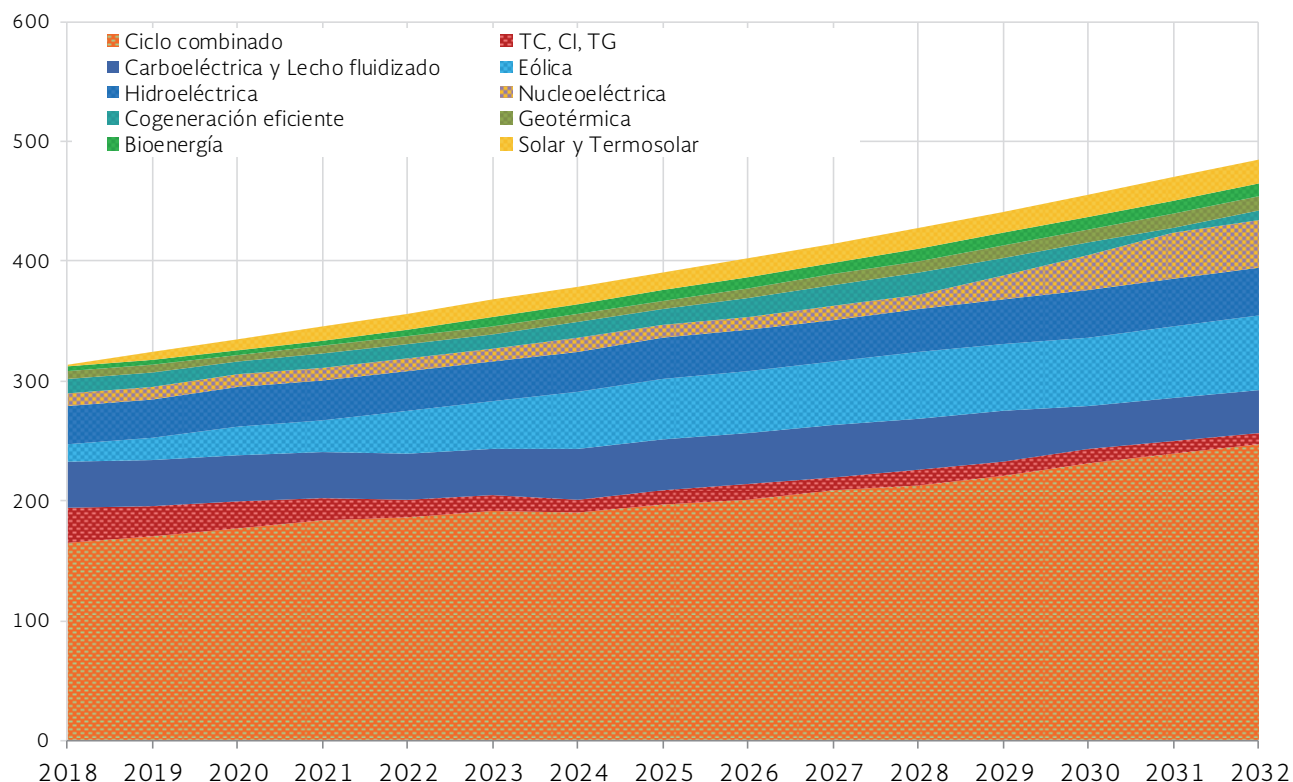
GRÁFICO 4.5.6. GENERACIÓN TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2022 Y 2032
 (Porcentaje)



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

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

(Terawatt-hora)



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

Consumo de combustibles

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

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

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

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

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

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

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

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

Emisiones

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

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

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

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

Reserva de Planeación Eficiente (Margen de Reserva)

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

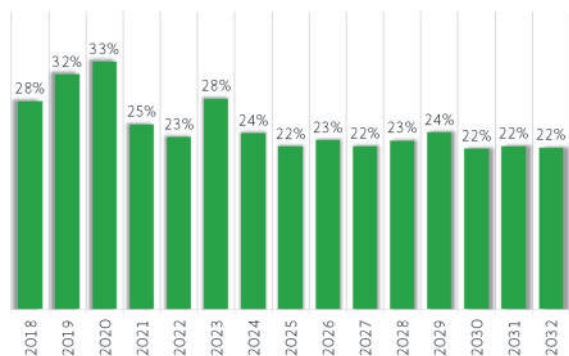
En el caso del Sistema Interconectado Baja California (SIBC), la trayectoria del VIRPe-MR cierra con 36% en 2022. El SIBC es una zona de potencia vulnerable a los cambios de capacidad de generación de las unidades de generación instaladas en la región y de los intercambios con los sistemas eléctricos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

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

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

GRÁFICO 4.5.10. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN EL SIN

(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.5.11. RESERVAS DE PLANEACIÓN EN SIBC Y SIBCS

(porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

Costos del Sistema Eléctrico Nacional

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

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

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

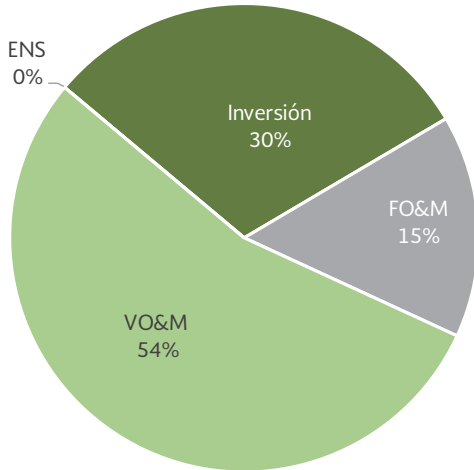
Los costos totales del SEN se distribuyen anualmente en un rango entre 6 y 8 mil millones de dólares (mdd). A pesar de que, cada año, la inversión de proyectos es mayor, el costo total anual es menor, debido a la reducción de los costos FO&M y VO&M (ver Gráfico 4.5.13. y Anexo, Tabla 4.5.10.).

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

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

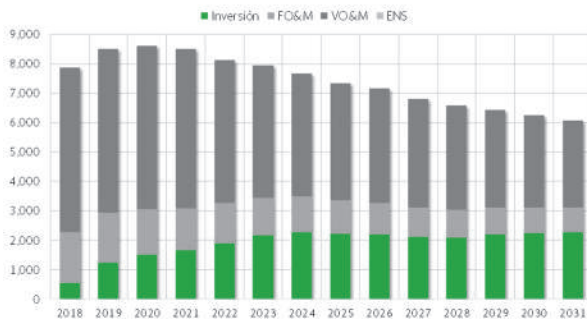
de los nuevos proyectos a realizarse y la vida económica de las centrales eléctricas, como una perpetuidad en la suma del valor actualizado de los costos en el último año del horizonte de planeación.

GRÁFICO 4.5.12. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SEN
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

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



Fuente: Elaborado por la SENER.

4.6. Estudios de sensibilidad

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

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

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

Escenarios de largo plazo

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

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

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

Los escenarios analizados son los siguientes:

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

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

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

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

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

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

Análisis de Sensibilidad

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

Capacidad adicional

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

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

¹⁰⁹ <https://atb.nrel.gov/>

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

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

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

Generación de energías limpias

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

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

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

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

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

Costos del sistema eléctrico

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

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

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

Inversión en proyectos de generación

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

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

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

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

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

Emisiones de GEI

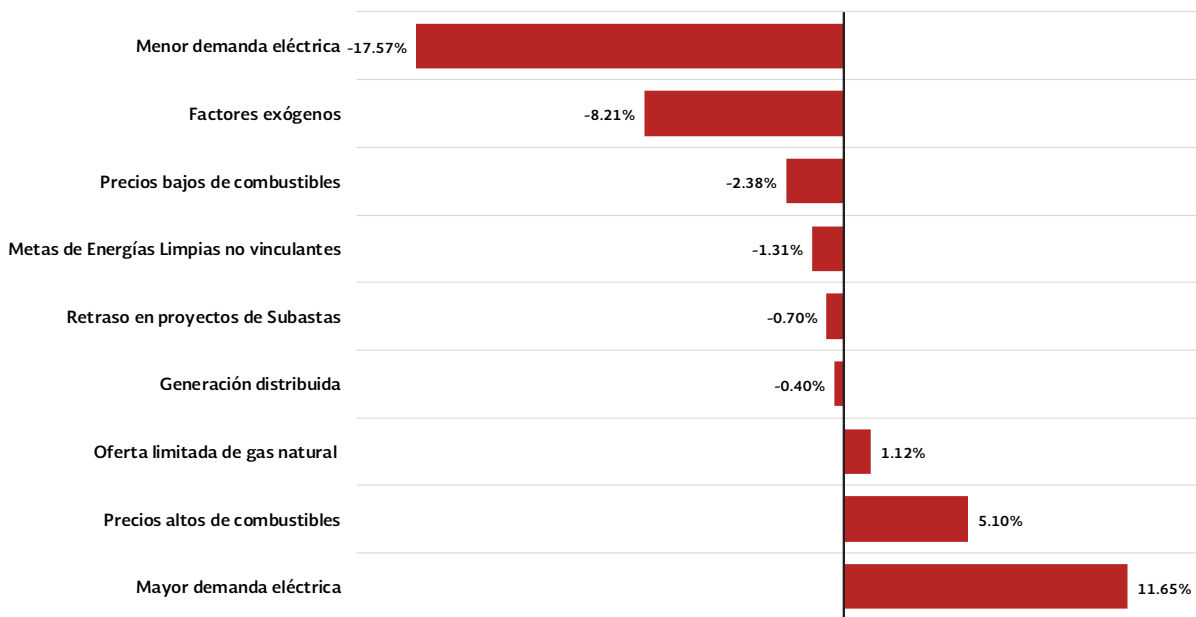
Ante la presencia de factores externos que limitan el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias en la región sureste del país, es necesario invertir en la construcción de nuevos generadores convencionales, lo que se traduce en un crecimiento de hasta 8% en las emisiones de GEI (ver Gráfico 4.6.5.).

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

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

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

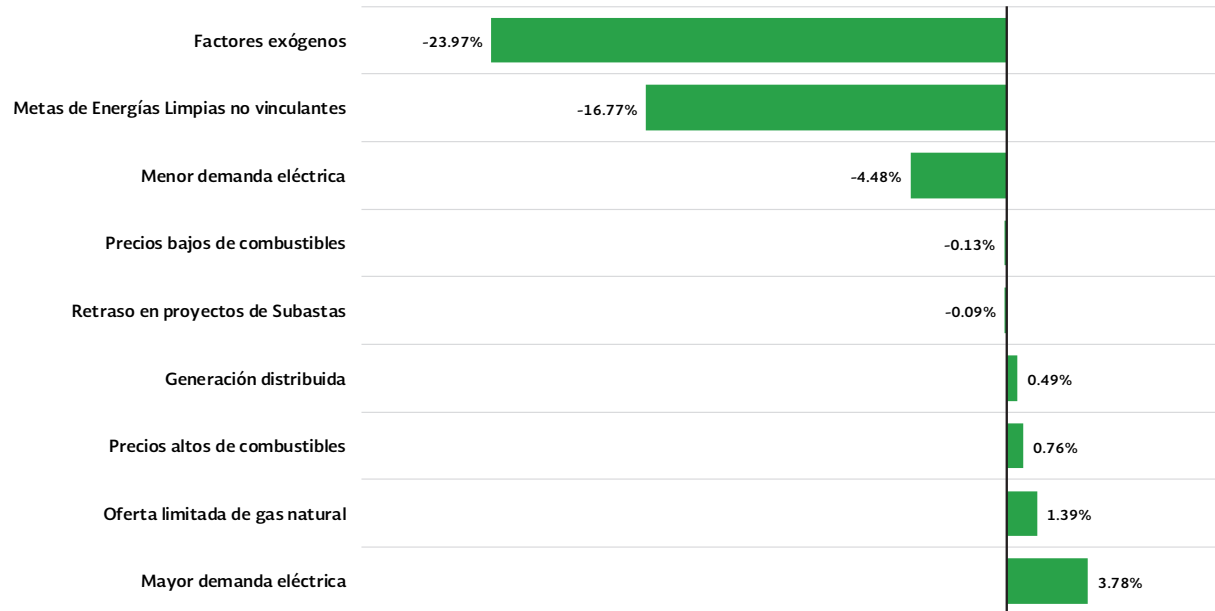
GRÁFICO 4.6.1. CAPACIDAD ADICIONAL 2018-2032
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

GRÁFICO 4.6.2. GENERACIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS 2018-2032

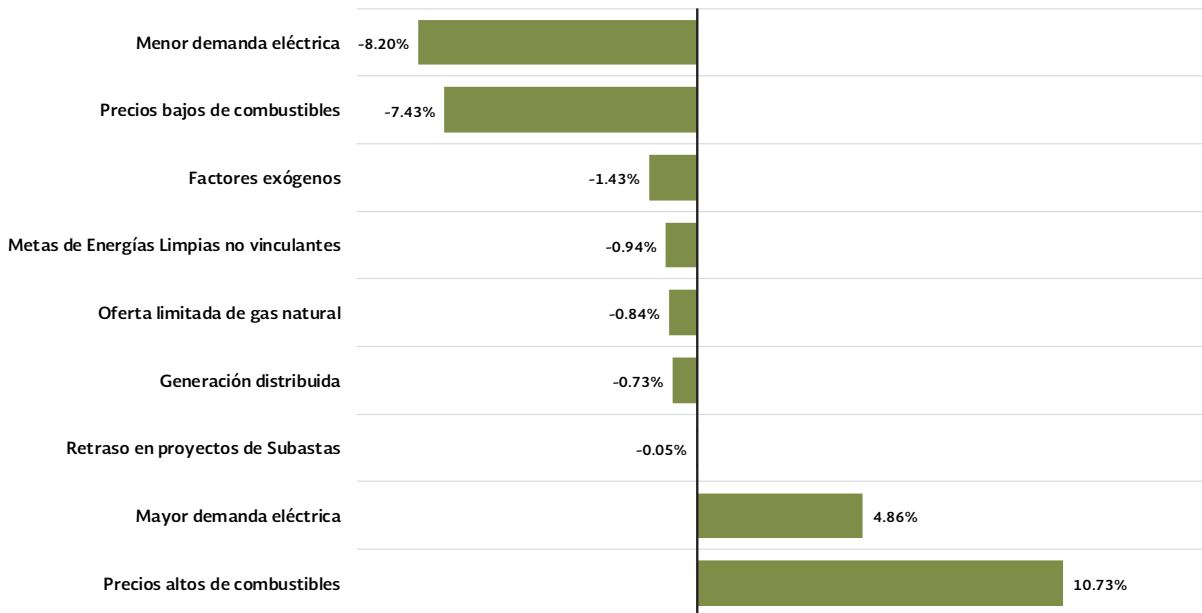
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por la SENER.

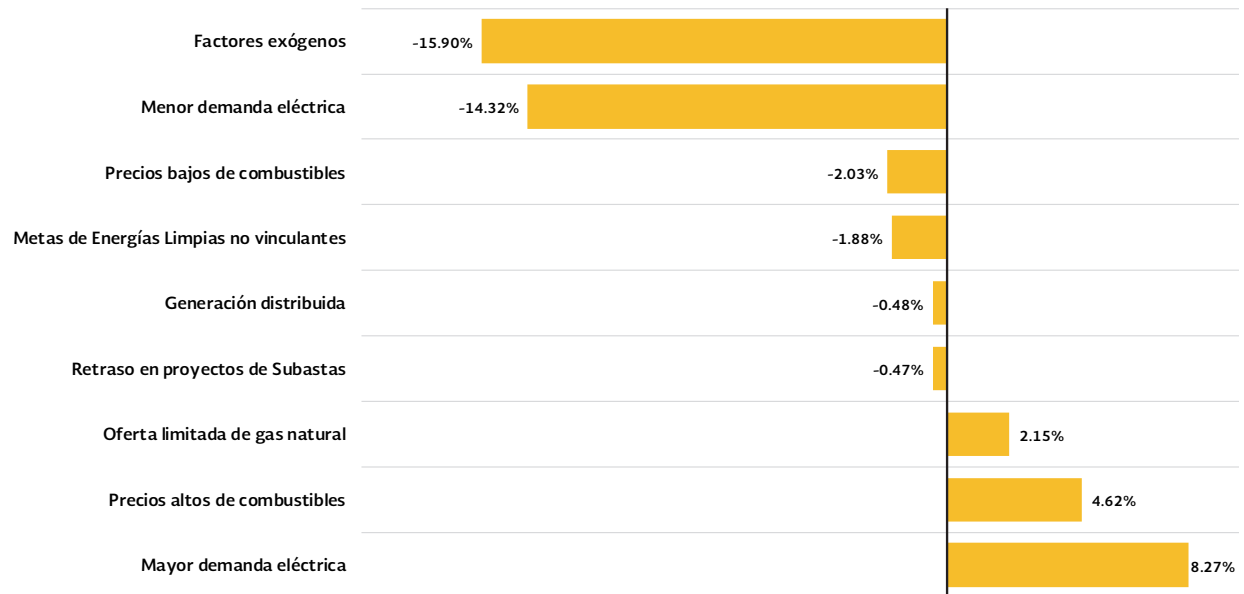
GRÁFICO 4.6.3. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO 2018-2032

(Porcentaje)



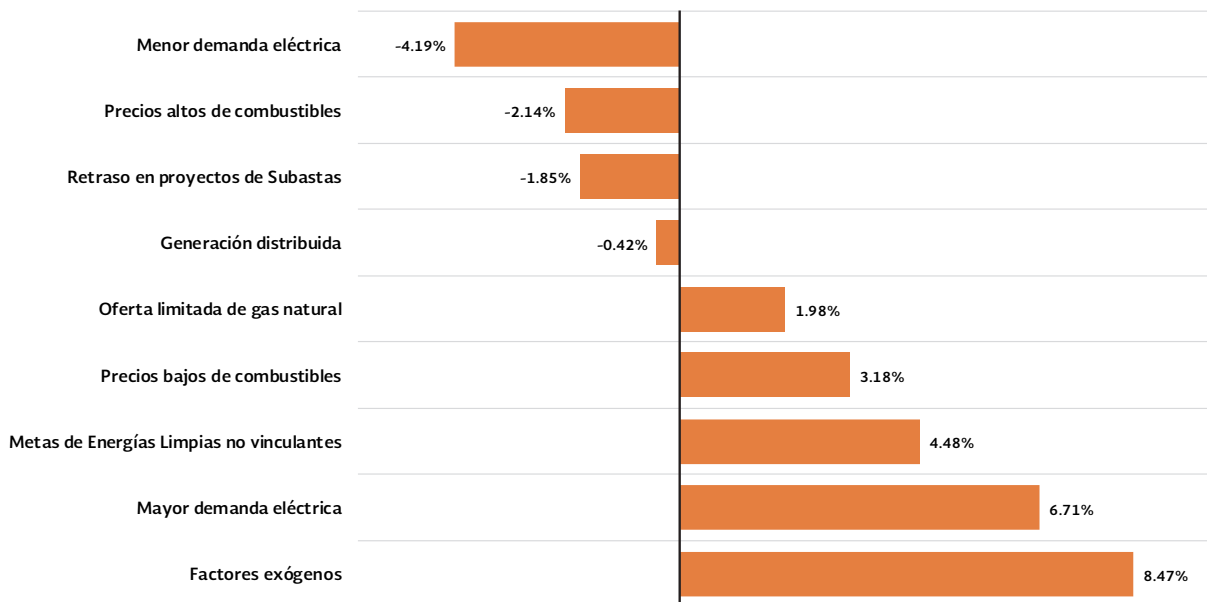
Fuente: Elaborado por la SENER.

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



Fuente: Elaborado por la SENER.

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



FUENTE: ELABORADO POR LA SENER.



PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

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

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

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

- Proyectos de ampliación
- Proyectos de modernización

5.1. Proceso para la planeación de la RNT

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

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

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

Infraestructura de la Red Nacional de Transmisión

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

En los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones y políticas operativas reales que tienen implicación sistemática en cada año o para algún periodo en particular. Por ejemplo, el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de molécula del gas natural y generadores necesarios por confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunos generadores por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación limpia intermitente solar y de viento de acuerdo a estadísticas y horas específicas.

Refuerzos

Los refuerzos se obtienen en un escenario en el que se incrementa la demanda y se incluyen las fuentes de generación previstas en el PIIRCE para el año de análisis, con la finalidad de satisfacer el suministro de la energía eléctrica.

¹¹⁰ PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software

¹¹¹ DSATools™ Dynamic Security Assessment Software

¹¹²La Red Nacional de Transmisión que corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista se integra por los elementos de las redes eléctricas de Alta Tensión, con una tensión nominal

mayor o igual a 69 kV, de conformidad con lo establecido en el ACUERDO por el que se determinan los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (14/12/2016).

Posteriormente, se analizan los elementos de la RNT que no cumplen los criterios de observancia para el proceso de planeación, indicados en el capítulo 3 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

Con base en los elementos de la RNT que no cumplen con los criterios antes mencionados, es posible determinar la necesidad de refuerzos, tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (criterio de confiabilidad $n-1$, excepto para transformadores donde no se considera la falla).

Una vez identificados los refuerzos necesarios se analizan alternativas de solución equivalentes a magnitud de transporte, de potencia o capacidad y se determina cuál presenta la mejor relación beneficio – costo (B/C) para el sistema, con los mejores beneficios técnico-operativos.

Evaluación económica

La evaluación económica de los proyectos permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo y el impacto de los proyectos de transmisión en términos de valor agregado para la sociedad, mediante índices económicos. Las líneas de transmisión adicionales en el sistema incrementan la capacidad de transmisión al mercado, aumentando así las trayectorias alternas, y minimizando congestiones. Ello, permite una optimización del portafolio de generación, lo cual se traduce en un beneficio económico-social.

En las evaluaciones se consideran beneficios tales como: la contribución de adiciones de elementos de transmisión, la reducción de costos de producción; la seguridad del suministro y las mejoras en la flexibilidad

operativa del sistema; la penetración de la generación con base en fuentes renovables de energía; así como la reducción de emisiones contaminantes, entre otros. Los beneficios técnicos deben traducirse a unidades monetarias.

Los beneficios se obtienen para dos tipos de proyecto, los que tienen como objetivo atender el incremento en la demanda de forma local y aquellos cuyo objetivo es incrementar la capacidad de transmisión para compartir reservas de generación.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión y compensación que se verifican anualmente conforme se actualizan los programas indicativos de generación (PIIRCE), crecimiento de la demanda y evolución de precios de los combustibles.

Para las evaluaciones económicas y de energía, el Sistema Eléctrico Nacional se modela por regiones representando los enlaces y límites de transmisión entre ellas.

La demanda se modela de acuerdo con las curvas de duración de carga considerando los pronósticos de crecimiento.

Para las centrales eléctricas se modela la indisponibilidad estadística, y para la generación intermitente se modela el comportamiento estadístico del factor de planta y los combustibles fósiles, de acuerdo con el pronóstico de la evolución de precios.

La evaluación económica de los principales proyectos de transmisión requiere la simulación de la operación futura del sistema eléctrico. Esta se lleva a cabo mediante el modelo Programa de Expansión de la Generación y Transmisión (PEGyT), el cual considera información del sistema como:

- Pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica,
- Evolución de precios de combustibles,
- PIIRCE,
- Simplificación de la red por regiones,
- Parámetros de desempeño de las Centrales Eléctricas,
- Caracterización de la red eléctrica existente,
- Límites de transmisión,
- Proyectos de transmisión candidatos,
- Costos de inversión
- Costos de operación y mantenimiento del sistema existente y de los proyectos futuros de generación y transmisión y,
- Parámetros de evaluación como la tasa de descuento y el valor de la energía no suministrada.

Los resultados que se obtienen de esta simulación son: costos totales de producción de energía, costos de energía no suministrada, costos de inversión en generación y transmisión, márgenes de reserva, factores de planta, entre otros.

Para confirmar las necesidades de refuerzos y evaluaciones de adiciones de transformación se realizan estudios de la evaluación probabilística de la confiabilidad compuesta, dicha evaluación se lleva a cabo mediante el Modelo México, el cual considera la siguiente información del sistema:

- Estadística de fallas en elementos de generación, transmisión.
- Topología y parámetros de red;

- Modelo de red equivalente de 2,000 elementos;
- Límites de transmisión,
- Demanda por subestaciones,
- Estadística de la generación hidroeléctrica,
- Costos variables de generación del parque existente y,
- Proyectos de generación factibles.

En el horizonte de tiempo de mediano-largo plazo ($n+6$ a $n+14$), se estructura una red eléctrica por cada año con el PIIRCE y el crecimiento de la demanda por Gerencia de Control Regional y Sistema Interconectado.

El proceso de evaluación probabilística de proyectos de transmisión y transformación consiste en minimizar el costo de producción y el costo de la energía no suministrada por el sistema – en cada año de estudio – mediante la simulación aleatoria de salida de elementos de generación, transmisión utilizando el método Montecarlo no secuencial.

Para proponer nuevos elementos de transmisión y transformación en el mediano plazo, se utiliza la metodología de planificación dinámica, la cual consiste en la solución de sub-problemas estáticos (año por año) iniciando del año “ $n+6$ ” al “ $n+14$ ”, y posteriormente de regreso, del año “ $n+14$ ” al “ $n+6$ ”. Con ello se asegura que todos los elementos propuestos presenten los beneficios económicos necesarios para su viabilidad.

Lo anterior permite garantizar la estabilidad continua del sistema año con año, conforme se van incorporando los proyectos.

5.2. Diagnóstico operativo 2017

Como parte de los insumos para la elaboración del PAMRNT, se requiere determinar el estado del sistema eléctrico al cierre del año previo, para los diferentes sectores del SEN: generación, transmisión, consumo y demanda. Estos insumos permiten conocer el punto de partida, sobre el cual se realizará la planeación de la expansión de la RNT. El consumo y la demanda de los años anteriores son la base para elaborar los pronósticos de crecimiento de la demanda, en potencia y consumo, estos serán insumos junto con la definición del PIIRCE¹¹³.

Comportamiento de la generación hidráulica

A principios del año 2017 la energía almacenada fue de 15,271 GWh, la cual gradualmente se fue reduciendo por la administración del uso del agua y por el periodo de estiaje. En junio se alcanzó el valor mínimo de energía almacenada de 8,081 GWh, lo que representó estar por debajo de la curva guía de seguridad en 2,100 GWh. La extracción adicional de energía hidráulica fue consecuencia, entre otros factores, del retraso de nuevos proyectos de generación, indisponibilidad de combustibles fósiles, fallas fortuitas de la generación, incrementos de la demanda y consumo de energía eléctrica mayores a los pronosticados.

El comportamiento de las aportaciones pluviales fue abundante, por lo cual al cierre de 2017 la energía almacenada en los grandes embalses fue de 18,917 GWh.

Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2017.

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional se presentó el 23 de junio de 2017 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 44,668 MW a las 16:00 h. En los dos años previos esta demanda máxima anual ocurrió en julio y agosto.

De acuerdo a la estadística, las condiciones operativas más críticas suelen ocurrir en junio debido a que en este mes se está en la parte final del periodo de estiaje, los embalses de las grandes centrales hidroeléctricas presentan los niveles mínimos e incluso, en algunos casos con niveles que no permitirían la generación de potencia por el diseño de los turbogeneradores, degradaciones de potencia por nivel, degradaciones de potencia por temperaturas en generación termoeléctrica, fallas de líneas por incendios y coincidencia de altas demandas.

En la segunda quincena de junio se inicia típicamente el periodo de lluvias, con lo cual se puede presentar una reducción en la demanda del Norte del país, pero sobre todo un abatimiento en el Occidente.

Para el mes de agosto, se inicia la recuperación de los embalses con lo cual la disponibilidad de la generación hidroeléctrica se incrementa y ello contribuye a que

¹¹³ Numeral 2.1, capítulo 2 del Manual Regulatorio De Planeación Del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

las transferencias de potencia en algunos enlaces puedan reducirse.

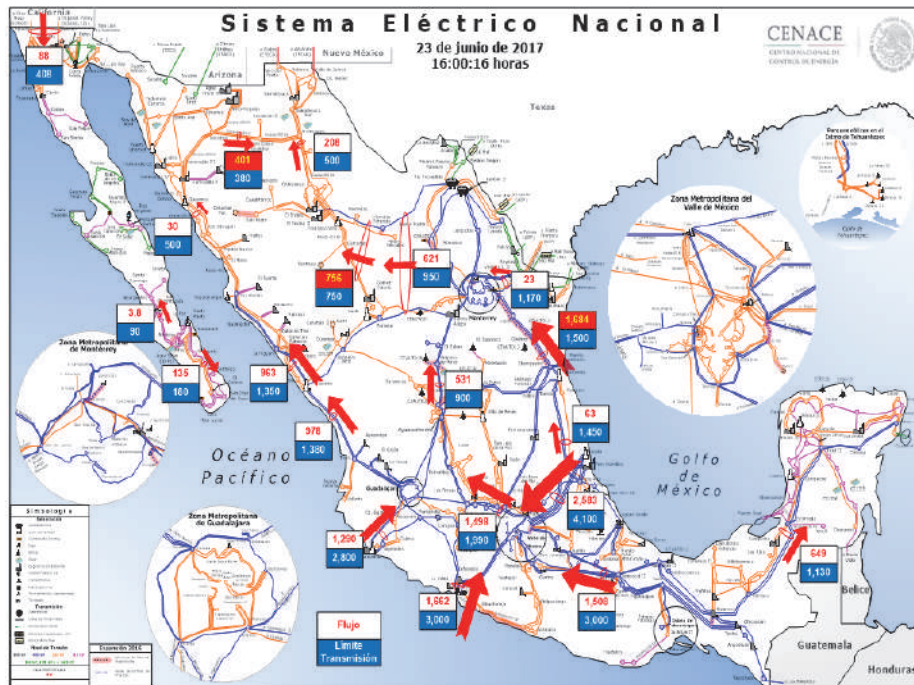
En el gráfico 5.2.1 se muestra geográficamente la RNT de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del sistema eléctrico, con transferencias de potencia puntuales el 23 de junio a las 16:00 h. En recuadros en color azul se indican los límites de transmisión operativos, es decir, los límites de seguridad y confiabilidad; los recuadros en color blanco indican las transferencias puntuales reales el día de la demanda máxima anual; algunos están en color rojo que indica saturación.

El tamaño de la flecha trata de insinuar la magnitud de la transferencia de potencia. De las centrales eléctricas del Pacífico se inyecta energía al centro-occidente, de las centrales eléctricas del Golfo de México se inyecta energía al centro-occidente, del sureste se inyecta energía a la Península de Yucatán y al centro y, del sur se transmite energía al norte del país por los corredores de transmisión de 400 kV de: Altamira – Monterrey, Aguascalientes – Saltillo y Tepic – Mazatlán. Por la dirección de flujos de potencia se infiere que en el occidente y norte del país la demanda de energía fue mayor que la generación local, por lo cual se registraron importaciones puntuales de acuerdo con las magnitudes de flujos de

potencia indicados. Se operó con límites de transmisión saturados en: Altamira – Monterrey, se tuvo una transferencia de potencia de 1,681 MW con un límite máximo de 1,500 MW (1,700 MW con DAC). Hacia Chihuahua se tuvo una transferencia de 756 MW, con un límite de 750 MW; de Nacozari – Nuevo Casas Grandes de 401 MW para un límite de 380 MW. Para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo. Es importante resaltar que, al aplicar esquemas de acción remedial, ante falla de alguno de ellos, se tendría el riesgo de disturbios mayores.

En el Sistema Baja California Norte que se encuentra interconectado sincronamente al Sistema Eléctrico de los Estados Unidos de América se tuvo una importación puntual neta de 88 MW con límite máximo de 408 MW. En el Sistema Baja California Sur transferencias de potencia dentro de límites operativos de la zona Villa Constitución a La Paz y de La Paz a Los Cabos.

GRÁFICO 5.2.1. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA EL 23 DE JUNIO DE 2017 A LAS 16:00 HS



Fuente: CENACE

Principales corredores de transmisión saturados en 2017

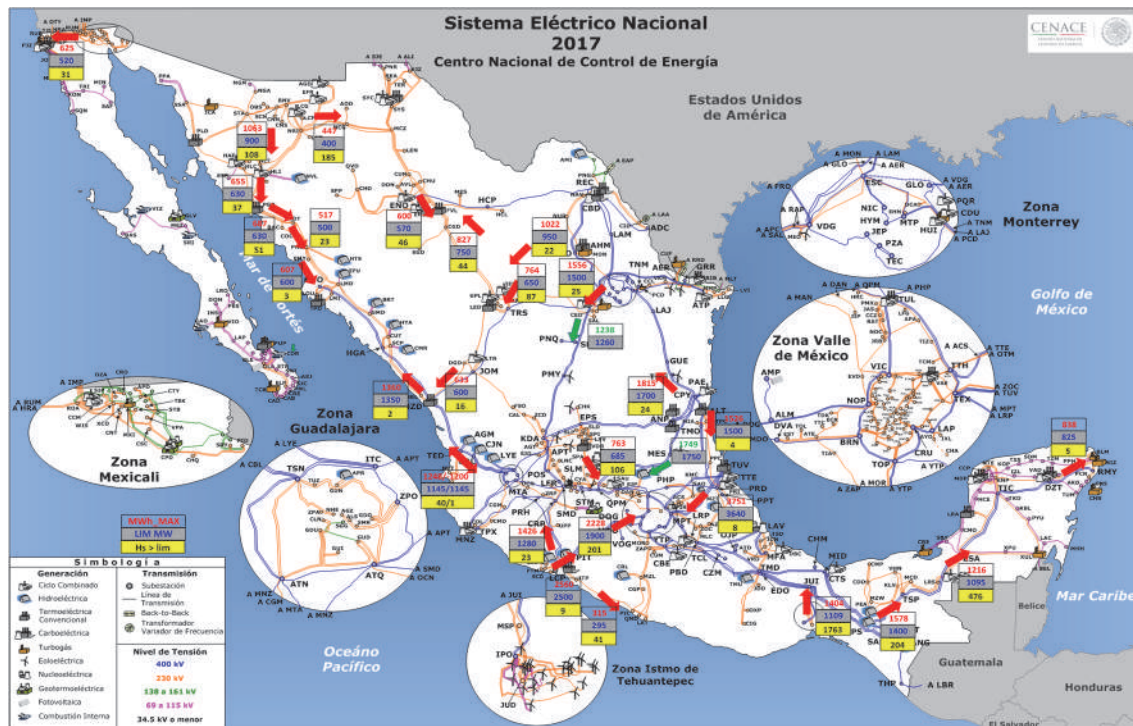
En la evaluación de 2017 relacionada con la infraestructura de la RNT, se detectaron retrasos en la entrada en operación de la infraestructura siguiente: línea de 400 kV Champayán – Güemez – Regiomontano, el ciclo combinado de Norte III en la zona de Ciudad Juárez. El 21 de mayo de 2017, un tornado en la región de Reynosa Tamaulipas colapsó 48 estructuras de transmisión (32 de 400 kV y 16 de 230 kV), de igual forma provocó una falla de 990 MW de generación de los ciclos combinados Tres y Cuatro de la zona fronteriza, indisponibilidades de gas natural, retrasos de las centrales eléctricas en mantenimiento y fallas en centrales eléctricas principalmente. La combinación de falta de infraestructura eléctrica de transmisión y coincidencia con otros eventos, originó que durante todo el año en diferentes tiempos se presentaran congestiones en la RNT en 29 enlaces.

En el gráfico 5.2.2 se muestran los corredores de transmisión que presentaron sobrecargas en 2017. Se indica el nivel de transmisión alcanzado, el límite de

operación y las horas que se operó por encima del límite de transmisión.

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: 5 líneas de transmisión de 230 kV del norte de Sonora hacia Hermosillo, 3 líneas de 230 kV Guaymas – Obregón, 2 líneas de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes, 2 líneas de 400 y 2 de 230 kV de Mazatlán – Culiacán, 2 líneas de 230 kV Camargo – La Laguna más la línea de 400 kV El Encino – Río Escondido, una línea de 400 kV y una de 230 kV entre Durango – Mazatlán, 2 líneas de 400 kV y una de 230 kV del enlace GCR Noreste- GCR Norte, 2 líneas de 400 kV Champayán – Güemez, 2 líneas de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo, 2 líneas de 400 kV Altamira-Tamos, 2 líneas de 400 kV Malpaso-Tabasco Potencia más un autotransformador de 400/230 kV, 2 líneas de 400 kV y 2 de 230 kV de Tabasco Potencia-Escárcega y Santa Lucía-Escárcega, 2 líneas de 400 kV y 2 de 230 kV de Valladolid-Cancún, 2 líneas de 400 kV de Tepic II – Cerro Blanco, 2 líneas de 400 kV Ixtepec Potencia – Juile.

GRÁFICO 5.2.2 CORREDORES DE TRANSMISIÓN SATURADOS EN 2017



Fuente: CENACE

5.3. Seguimiento a proyectos 2015, 2016 y 2017

Entre 2015 y 2017, la SENER ha instruido al Transportista (CFE-Transmisión) diversos proyectos de transmisión, los cuales fueron identificados en el PAMRNT propuesto por el CENACE y autorizado por la misma Secretaría.

A continuación, se presenta el seguimiento de los proyectos instruidos, con la finalidad de que:

1. Se actualice, en su caso, la información técnica y las fechas de entrada en operación de los proyectos autorizados en años anteriores.
2. El Estado, a través de la SENER, en términos de lo previsto en el artículo 31 de la LIE, haga uso de los mecanismos que permitan garantizar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT.

TABLA 5.3.1. SEGUIMIENTO A PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE-TRANSMISIÓN¹¹⁴

(Millones de pesos)

No.	Nombre del Proyecto	Año de instrucción	Estatus	Inversión	Fecha factible entrada en operación
1	Línea de Transmisión Yautepec- Ixtepec	2015	En Licitación	22,080	dic-21
2	Compensación Capacitiva Occidente	2015	En Licitación	135.1	may-19
3	Compensación Capacitiva Baja California – Baja California Sur- Noroeste	2015 y 2017	En Licitación	169.42	may-19
4	Guadalajara Industrial Bco. 2	2016	Por Licitar	168.3	dic-19
5	Enlace Asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora -Arizona, EUA	2016	Por Licitar	22.6	ago-19
6	Potrerrillos Banco 4	2016 y 2017	Por Licitar	207.8	abr-20
7	Chichi Suárez Bco. 1	2016 y 2017	Por Licitar	455.9	mar-20
8	Zona La Laguna.	2016 y 2017	Por Licitar	299	abr-23
9	Sistema de Medición del MEM.	2017	Por Licitar	4895.2	dic-20
10	Red Eléctrica Inteligente.(REI)	2017	Por Licitar	10,207.8	dic-21
11	Interconexión Baja California Sur - SIN	2017	Por Licitar	21,132.12	jun-23
12	Ascensión II Banco 2.	2017	Por Licitar	85.57	abr-19
13	El Habal Banco 2.	2017	Por Licitar	16.41	abr-29
14	Tabasco Potencia MVAR.	2017	Por Licitar	25.46	dic-19
15	Donato Guerra MVAR.	2017	Por Licitar	68.46	dic-19
16	El Carrizo MVAR.	2017	Por Licitar	4.88	abr-19
17	Izúcar de Matamoros MVAR	2017	Por Licitar	20.73	abr-19
18	Esfuerzo MVAR	2017	Por Licitar	24.4	abr-19
19	Frontera Comalapa MVAR	2017	Por Licitar	24.36	abr-20
20	Alvarado II y San Andrés II MVAR	2017	Por Licitar	41.49	abr-19
21	Amozoc y Acatzaingo MVAR	2017	Por Licitar	48.812	abr-19
22	Compensación Reac. Indc. Esperanza	2017	Por Licitar	33.82	abr-19
23	Compensación Reac. Indc. en Seri	2017	Por Licitar	188.96	abr-19
24	El Arrajal Banco 1	2017	Por Licitar	59.81	abr-22
25	Querétaro Banco 1	2017	Por Licitar	88.87	abr-19
26	Interconexión Baja California - Imperial Irrigación District	2017	Por Licitar	88.127	abr-19
27	Incremento Cap. de Transmisión Puebla, Temascal, Coatzacoalcos, Grijalva y Tbasco	2017	Por Licitar	25.77	abr-19
28	Maneadero entronque Ciprés - Cañon	2017	Por Licitar	53.36	abr-19
29	Kilómetro 110 - Tulancingo	2017	Por Licitar	42.90	sep-19
30	Suministro Oaxaca - Huatulco	2017	Por Licitar	745.29	abr-19

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CENACE y la CFE

¹¹⁴ Proyectos en revisión de conformidad con la fracción III del artículo 31, de la LIE.

Licitación de la Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec

En 2015, SENER instruyó a CFE la realización del proyecto de Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec. Con esta nueva línea, se podrán transportar 3,000 MW, para desahogar la energía eólica que se genera en el Istmo de Tehuantepec.

El proyecto consiste en la construcción, modernización, operación y mantenimiento de 1,221 kilómetros de circuitos de línea de transmisión eléctrica que correrán a un voltaje de 500 kV desde Ixtepec, Oaxaca, hasta Yautepec, Morelos.

La convocatoria fue publicada por la CFE el 8 de febrero de 2018 como Concurso Abierto No: CFE-0036-CASOA-0001-2018¹¹⁵.

El proyecto está integrado por 15 obras:

- 2 obras de estaciones convertidoras con voltaje ± 500 kV – Bipolo, 3,000 MW – 7,200 MVA – 500 kV DC/400 kV AC,
- 4 alimentadores DC en 500kV y 5 alimentadores de CA en 400 kV;
- 7 obras de subestaciones con voltaje de 400 kV con una capacidad de 1,750 MVA, 166.68 MVAr y 11 alimentadores;
- 5 obras de líneas de transmisión de CA con un voltaje de 400 kV y un total de 437.3 km-C; y
- 1 obra de línea de transmisión de CD con un voltaje de 500 kV y un total de 1,221.0 kmC,

Las obras estarán localizadas en los Estados de Estado de México, Morelos, Puebla, Oaxaca, CDMX y Veracruz.

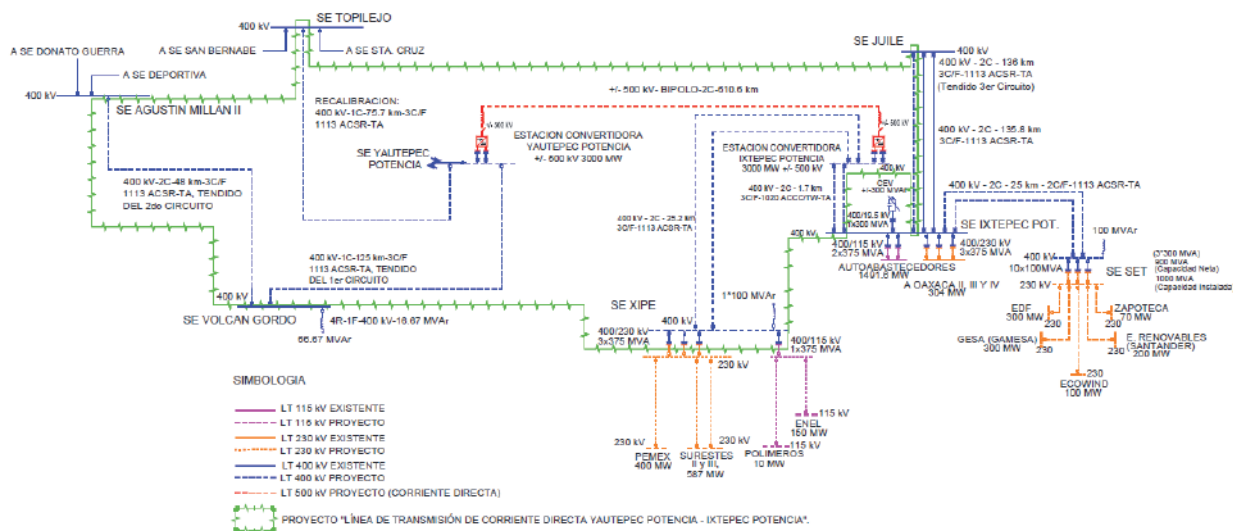
GRÁFICO 5.3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA YAUTEPEC POTENCIA - IXTEPEC POTENCIA



Fuente: CFE

¹¹⁵ Convocatoria publicada en el DOF 13/02/2018

GRÁFICO 5.3.2. TOPOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ASOCIADO CON LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA YAUTEPEC POTENCIA – IXTEPEC POTENCIA



Fuente: CFE

TABLA 5.3.2 SEGUIMIENTO A LA LICITACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA YAUTEPEC - IXTEPEC

Actividad	Fecha	Lugar
Publicación de Pliego de Requisitos en el Micrositio de Concursos de la CFE https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos	8 de febrero de 2018	Portal Web (MSC) de CFE
Visita a los Sitios	Lunes 19 de febrero de 2018 09:00 horas al Sábado 24 de febrero de 2018	SE JUILE AMPLIACIÓN Ubicada en el Km 29 de la carretera Transistmica 185, tramo Acayucan Matías Romero, Poblado Campo Nuevo, Municipio de San Juan Evangelista, C.P. 96155, Estado de Veracruz
Inicio Sesión de aclaración	02 de marzo de 2018 10:00 Horas	Portal Web (MSC) de CFE
Fecha límite para la Presentación de Ofertas	21 de junio de 2018 Hasta las 09:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Presentación de Ofertas y Apertura de Ofertas Técnicas	21 de junio de 2018 10:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Apertura de Ofertas Económicas	28 de junio de 2018 10:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Fallo	04 de julio de 2018 13:00 horas	Portal Web (MSC) de CFE
Firma de Contrato	25 de julio de 2018 13:00 horas	

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE

Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional

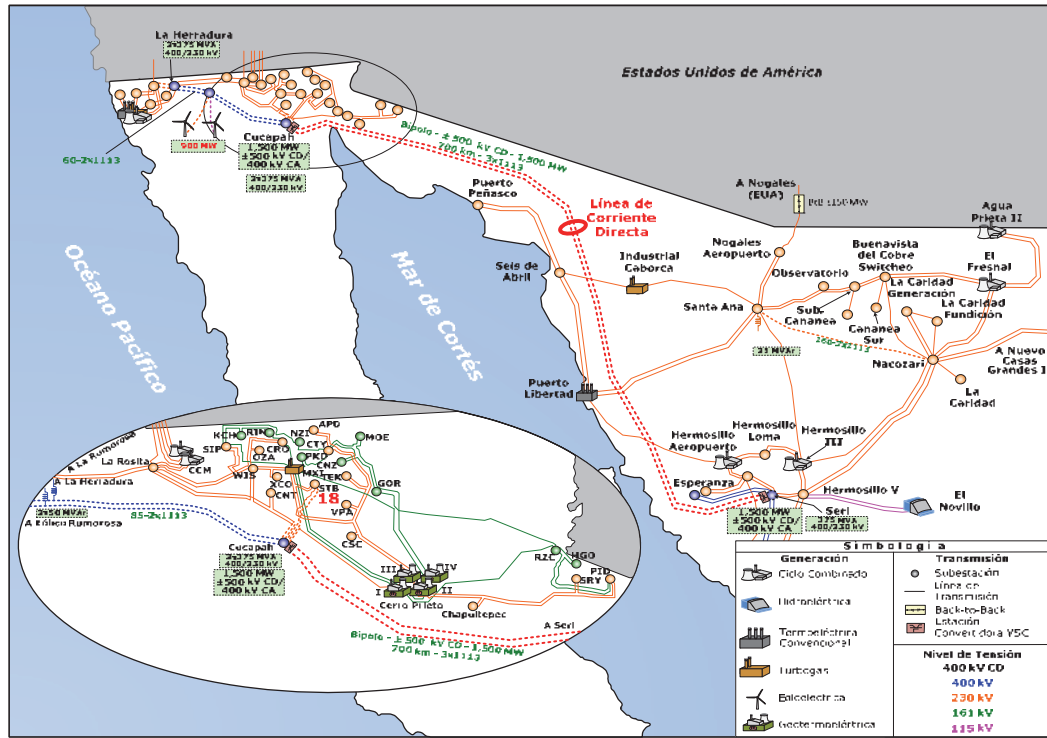
La LIE faculta a la SENER a instruir a los Transportistas la ejecución de los proyectos contenidos en los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD, y prevé que el Estado, a través de la SENER, directamente o los Transportistas, podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

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

El proyecto consiste en interconectar el Sistema eléctrico de Baja California (BC) con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La línea de transmisión de energía eléctrica partirá de Seri, Hermosillo en el estado de Sonora, hasta Cucapah, Mexicali en el estado de Baja California.

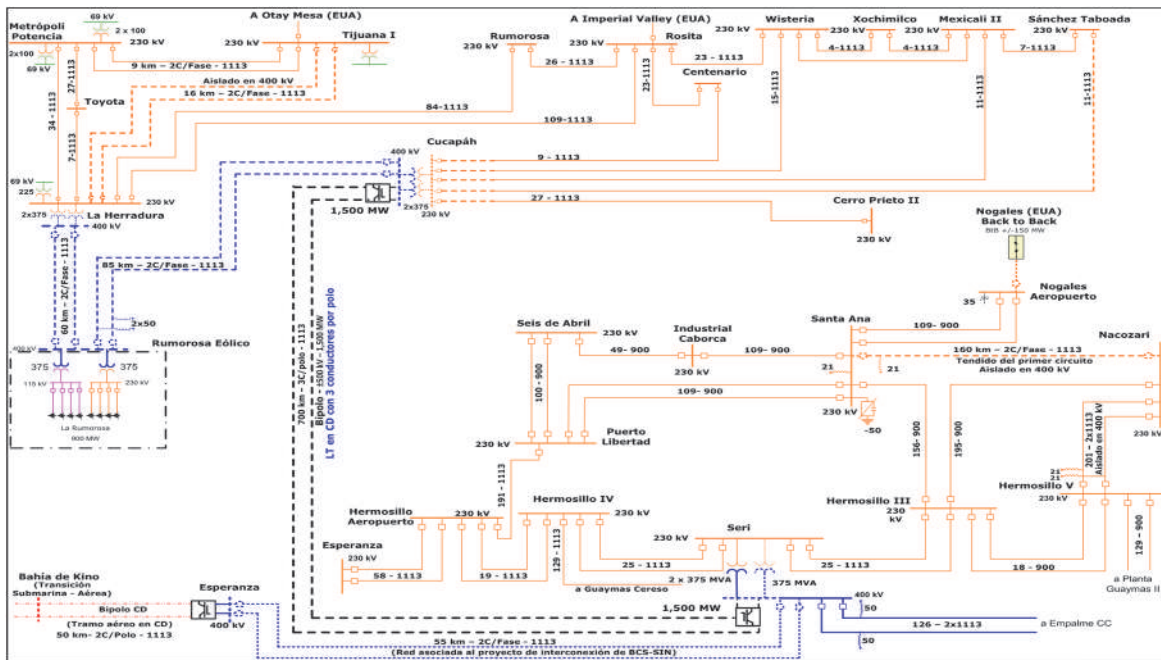
Dicho proyecto considera una interconexión en corriente directa de punto a punto bipolar con una capacidad de diseño de 1,500 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV y operación inicial a 1,000 MW. Se conectará de la Subestación (SE) Cucapah en Mexicali, a la SE Seri en Hermosillo, con una longitud estimada de 700 km. Asimismo, se considera la construcción de dos estaciones convertidoras, con tecnología HVDC VSC.

GRÁFICO 5.3.3. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN BC-SIN
(ubicación ilustrativa)



Fuente: CENACE

GRÁFICO 5.3.4. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL PROYECTO



Fuente: CENACE

TABLA 5.3.3 SEGUIMIENTO A LA LICITACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN BC-SIN

Actividad	Fecha o Periodo
Publicación de la Convocatoria	2 de febrero de 2018
Publicación de Bases y Contrato	2 de febrero de 2018
Registro de Participantes	8 de febrero al 18 de mayo de 2018
Recepción de preguntas y aclaraciones	12 de febrero al 3 de agosto de 2018
Acceso a Cuarto de Datos	12 de febrero al 17 de agosto de 2018
Registro de Precalificados	21 de mayo al 15 de junio de 2018
Revisión de documentación de Precalificados	25 de junio al 8 de agosto de 2018
Publicación de preguntas y aclaraciones, Precalificados y versión final de Bases y Contrato	10 de agosto de 2018
Recepción de Propuestas y apertura de Propuestas Técnicas	22 de agosto de 2018
Publicación de Dictamen de Propuestas Técnicas	12 de septiembre de 2018
Apertura de Propuestas Económicas y Fallo de la Licitación	14 de septiembre de 2018

5.4. Proyectos identificados 2018

Un proyecto se define como el conjunto más pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica.¹¹⁶

Los refuerzos en la red de transmisión son propuestos cuando se manifiestan elementos que no satisfacen los criterios mínimos de Confiabilidad, seguridad y flexibilidad para el suministro eléctrico, según la metodología mencionada en el apartado 5.1 de este capítulo.

Las acciones para corregir lo anterior pueden incluir:

- Refuerzo de circuitos con sobrecarga para incrementar capacidad de transmisión.
- Instalación de conductores por fase para incrementar capacidad.
- Reemplazo de equipos de red o refuerzos en subestaciones (con base en la capacidad de corto circuito).
- Ampliación y construcción de subestaciones.
- Instalación de compensación de potencia reactiva (reactores y capacitores, CEVs, STATCOM, etc.).
- Instalación de equipo en la red para el control de potencia activa (transformadores defasadores, compensación serie/paralelo).
- Construcción de nuevas líneas de transmisión en CA o CD

Los proyectos identificados, son propuestos por CENACE en el PAMRNT, analizados y en su caso, autorizados por la SENER.

Proyectos identificados de ampliación

Los proyectos y obras de ampliación son aquellos que, a propuesta del CENACE, y que se ha determinado que cumplen con lo establecido en el “Manual regulatorio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional” del Código de Red. En cada ejercicio se ha realizado la propuesta de proyectos de infraestructura eléctrica necesarios para cumplir con los requerimientos de confiabilidad para el suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional.

En el PAMRNT 2018-2032 se identificaron los siguientes 40 proyectos de ampliación, distribuidos estratégicamente en todas las regiones de control que integran el SEN.

¹¹⁶ Numeral 4.2, segundo párrafo del “MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL” de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: **Código de Red**. DOF 8/4/2016.

TABLA 5.4.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN 2018

No.	Nombre	Clave	Fecha Factible de Entrada en Operación (FFEO)	Región de Control
1	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	P17-BC16	abr-21	Baja California
2	Panamericana Potencia Banco 3	P17-BC14	abr-22	
3	Rubí entronque Cárdenas – Guerrero	P17-BC2	abr-21	
4	Frontera entronque Industrial - Universidad	P17-BC3	abr-21	
5	Camino Real MVAR	P16-BS2	abr-21	Baja California Sur
6	Loreto MVAR	P17-BS1	abr-21	
7	Recreo MVAR	P18-BS6	abr-21	
8	Santa Rosalía Banco 2	P18-MU1	abr-20	
9	Mezquital MVAR (traslado)	P18-MU3	abr-20	Central
10	Línea de Transmisión Deportiva-Toluca	P17-CE2	dic-22	
11	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	M15-CE2	abr-21	
12	Nueva Rosita Banco 2	P17-NE1	abr-23	Noreste
13	Las Mesas Banco 1	P17-NE2	abr-22	
14	Traslado de Reactores en el Noreste	P18-NE4	mar-19	
15	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	P18-NE8	abr-20	
16	Red de transmisión Reynosa - Monterrey	I16-NE3	abr-23	Noroeste
17	Quila MVAR (Traslado)	P18-NO1	abr-20	
18	Chihuahua Norte Bco.5	P15-NT1	abr-21	Norte
19	Nuevo Casas Grandes Bco. 3	P17-NT2	abr-21	
20	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5	abr-23	
21	Querétaro Potencia Banco 4	P17-OC10	abr-22	Occidental
22	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	P17-OC5	abr-21	
23	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	P17-OC7	abr-22	
24	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	P18-OC9	abr-21	
25	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	P18-OC1	abr-20	
26	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	P18-OC2	abr-19	
27	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	P18-OC3	abr-21	
28	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	P18-OC5	abr-22	
29	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	P18-OC8	abr-21	
30	Loreto y Villa Hidalgo MVAR	P17-OC9	abr-21	
31	Irapuato II Banco 3 (traslado)	P16-OC3	abr-21	Peninsular
32	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	P18-OC4	abr-22	
33	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildelfonso - Tepyac	P16-OC4	abr-20	
34	Puerto Real Bancos 1 y 2	P17-PE2	abr-22	

No.	Nombre	Clave	Fecha Factible de Entrada en Operación (FFEO)	Región de Control
35	Compensación Capacitiva Isla Cozumel	P18-PE1	abr-21	
36	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab	P15-PE1	mar-24	
37	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	P15-OR1	dic-23	Oriental
38	Tlaltizapán Potencia Banco 1	P17-OR2	abr-22	
39	Olmeca Banco 1	P18-OR1	abr-22	
40	Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	P18-OR2	dic-21	

Fuente: Elaboración de SENER con información de CENACE

Las características, fechas de entrada y metas físicas de los proyectos están indicados en las fichas de los proyectos que forman parte del Anexo 5.3.1.

El monto total de inversiones estimadas para los 40 proyectos corresponde a \$14,289 millones de pesos entre 2018 y 2024.

Los proyectos propuestos están integrados por obras de transmisión, transformación y/o compensación según las características y objetivos de cada uno de ellos.

- **Transmisión:** 50 obras que representan 1,196 km-c.

- **Transformación:** 18 obras que representan 3,716.4 MVA.

- **Compensación:** 39 obras que representan 923.2 MVar.

Las obras que integran cada uno de los 40 proyectos se describen en la siguiente tabla.

TABLA 5.4.2 OBRAS POR PROYECTO IDENTIFICADO DE AMPLIACIÓN 2018

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				kV			Circuitos	km-c	MVA	Transformación	
1	P17-BC16	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	230		AT	2	8			
2	P17-BC14	Panamericana Potencia Banco 3	Panamericana Potencia Banco 3						4	300	230/69
3	P17-BC2	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	Rubí entronque Cárdenas - Guerrero / 12, 14	115			2	8			
4	P17-BC3	Frontera entronque Industrial - Universidad	Frontera entronque Industrial - Universidad / 12, 14	115			2	6			
5	P16-BS2	Camino Real MVAR	Camino Real MVAR	115		Capacitor					7.5
6	P17-BS1	Loreto MVAR	Loreto MVAR	115		Capacitor					7.5
7	P18-BS6	Recreo MVAR	Recreo MVAR	115		Capacitor					12.5
8	P18-MU1	Santa Rosalía Banco 2	Santa Rosalía Banco 2			T			1	20	115/13.8
9	P18-MU3	Mezquitil MVAR (traslado)	Mezquitil MVAR (traslado)	115		Reactor					2.5
10	P17-CE2	Línea de Transmisión Deportiva-Toluca	Deportiva - Toluca (recalibración) / 5	230			1	16			
11	M15-CE2	Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	Atlacomulco Potencia - Almoloya / 4	400			2	28			
12	P17-NE1	Nueva Rosita Banco 2	Nueva Rosita Banco 2			AT			3	112	230/115
			Las Mesas - Huejutla II	115			1	50			
13	P17-NE2	Las Mesas Banco 1	Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115			2	12			
			Las Mesas Banco 1			T			4	300	400/115
			Axtla MVAR	115		Capacitor					15
14	P18-NE4	Traslado de Reactores en el Noreste	Frontera MVAR (traslado)	400		Reactor					50
			Río Escondido MVAR (traslado)	400		Reactor					75
15	P18-NE8	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	Jiménez MVAR	115		Capacitor					5
			Las Norias MVAR	115		Capacitor					5
			San Fernando MVAR	115		Capacitor					5
			Aeropuerto - Reynosa Maniobras / 1, 3	400			2	29			
16	I16-NE3	Red de transmisión Reynosa - Monterrey	Jacalitos - Regiomontano / 1, 3	400			2	180			
			Reynosa Maniobras - Jacalitos / 1	400			2	66			
			Ternium Maniobras - Regiomontano / 1, 3	400			2	30			
			Jacalitos MVAR (reactor de bus) / 1	400		Reactor					133.3
			Jacalitos MVAR (reactor de línea) / 1	400		Reactor					66.6
17	P18-NO1	Quila MVAR (Traslado)	Quila MVAR (traslado)	115		Capacitor					15
18	P15-NT1	Chihuahua Norte Bco.5	Ávalos Banco 3 (traslado)			AT			3	100	230/115
			Chihuahua Norte Banco 5			AT			4	400	230/115
19	P17-NT2	Nuevo Casas Grandes Bco. 3	Nuevo Casas Grandes Banco 3			AT			3	100	230/115

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación			Compensación MVAR
				kV			Circuitos	km-c	Cantidad	MVA	Transformación	
20	P17-NT5	Francisco Villa Banco 3	Nuevo Casas Grandes MVAR	115		Capacitor						30
21	P17-OC10	Querétaro Potencia Banco 4	Francisco Villa Banco 3 Querétaro Potencia Banco 4			AT				3	100	230/115
			Valle del Mezquital - Tap Zimapán	115		AT	1	3		3	225	230/115
			Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Dañu (93050)	230			2	0.2				
22	P17-OC5	Valle de Mezquital Banco 1	Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115			2	0.2				
			Valle del Mezquital Banco 1 (traslado)			AT			4	133.3		230/115
			Huichapan MVAR	115		Capacitor						15
			Humedades MVAR	115		Capacitor						15
23	P17-OC7	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	Silao Potencia - Las Colinas / 3, 4, 29	115			2	15.4				
			Aeroespacial MVAR	115		Capacitor						22.5
			Campanario MVAR	115		Capacitor						15
24	P18-OC9	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Cimatario MVAR	115		Capacitor						30
			Montenegro MVAR	115		Capacitor						22.5
			Querétaro MVAR	115		Capacitor						15
			San Ildefonso MVAR	115		Capacitor						30
25	P18-OC1	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)			AT			4	133.3		230/115
26	P18-OC2	Enlace Tepic II - Cerro Blanco										
27	P18-OC3	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	Fresnillo Sur MVAR	115		Capacitor						15
			Jerez MVAR	115		Capacitor						15
			San Jerónimo MVAR	115		Capacitor						15
28	P18-OC5	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	El Granjeno - León Oriente (recalibración) / 5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	115			1	3				
			Guadalajara II - El Salto	230			2	50				
			Guadalajara II - Parque Industrial	69			1	5.7				
			Álamos MVAR	69			1	3.2				
29	P18-OC8	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	Castillo MVAR	69		Capacitor						24
			Chapala MVAR (traslado)	69		Capacitor						18
			Mojonera MVAR (traslado)	69		Capacitor						8.1
			San Agustín MVAR	69		Capacitor						18
			Zapopan MVAR	69		Capacitor						24
			Ojocaliente - Estancia de Ánimas	115			1	3				
30	P17-OC9	Loreto y Villa Hidalgo MVAR	Loreto MVAR (traslado)	115		Capacitor						10
			Villa Hidalgo MVAR	115		Capacitor						22.5

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación	
				kV	Circuitos		km-c	Cantidad	MVA	Transformación		MVAR
31	P16-OC3	Irapuato II Banco 3 (traslado)	Irapuato I - Irapuato II (recalibración) / 5	115	2	18						
				115	1	21.2	4	133.3	230/115			
32	P18-OC4	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	Parícuaro - Pradera Parícuaro entronque Mazamitla - Pitirera Parícuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán Pradera - Valle Verde Taretan - Ario de Rosales Taretan - Uruapan III Parícuaro Banco 1	400	2	0.2						
				115	2	1.6						
				115	1	9						
				69	1	30						
				69	1	1						
						T	4	300	400/115			
33	P16-OC4	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	Huacana MVAR	69		Capacitor					8.1	
				115	1	5						
34	P17-PE2	Puerto Real Bancos 1 y 2	Tepeyac - San Ildefonso / 4 Escárcega Potencia - Punto de inflexión Sabancuy / 4 Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40 Puerto Real - Palmar	115	1	9.5						
				230	2	63						
				230	2	27.2						
				34.5	2	35.6						
						AT	7	233.3	230/115			
						T	1	6.2	115/34.5			
35	P18-PE1	Compensación Capacitiva Isla Cozumel	Cozumel MVAR	34.5		Capacitor					7.2	
				34.5		Capacitor					7.2	
				34.5		Capacitor					7.2	
36	P15-PE1	Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab	Playa del Carmen - Playacar / 1, 12 Playacar - Chankanaab II / 1, 9 Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6) / 1	115	1	2.5						
				115	1	25						
37	P15-OR1	Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	Chankanaab II MVAR	115		Capacitor					30	
				400	2	193.5						
38	P17-OR2	Tlaltizapán Potencia Banco 1	Tapachula Potencia MVAR (reactor de línea) Morelos - Tianguistenco Tlaltizapán Potencia - Tepalcingo Tlaltizapán Potencia - Yutepec Potencia / 4 Tlaltizapán Potencia entronque Tezoyuca - Jojutla Tlaltizapán Potencia entronque Yutepec Potencia - Volcán Gordo Yutepec Potencia - Zapata (93500 y 93190) / 35	400		Reactor						75
				230	1	15						
				115	1	25						
				400	2	33						
				115	2	0.5						
				400	2	0.5						
		230	2	-								

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2018-2032

No.	Clave	Nombre del proyecto	Nombre de la Obra	Tensión		Equipo	Transmisión		Transformación		Compensación
				kV	kV		Circuitos	km-c	Cantidad	MVA	
			Yautepec Potencia – Cementos Moctezuma (93300) / 35 Zapata – Cementos Moctezuma (93300) / 35 Yautepec Potencia – Industrial Cuautla II	230 230 115			1 1 1	- - -			
			Tlaltizapán Potencia Banco 1 Manlio Fabio Altamirano – Olmecca / 24	400		T	2	40	4	500	400/115
			Olmecca – Temascal III / 3, 24 Olmecca entronque Dos Bocas - Infonavit (73470) / 24 Olmecca entronque Dos Bocas - Veracruz I (73370) / 24 Olmecca entronque Veracruz I - J.B. Lobos (73950) / 24	400 115 115 115			2 2 2 2	105 0.5 0.5 3			
39	P18-OR1	Olmecca Banco 1									
40	P18-OR2	Línea de transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	La Malinche - Altzayanca Maniobras / 3	230		T	2	14	4	500	400/115

- 1/ Obra instruida
 - 3/ Tendido del primer circuito
 - 4/ Tendido del segundo circuito
 - 5/ Recalibración
 - 6/ Corriente Directa
 - 8/ Reconstrucción de torres de un circuito por torre
 - 9/ Cable Submarino
 - 12/ Circuito o tramo con cable subterráneo
 - 14/ Operación inicial en 69 kV
 - 24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada
 - 29/ Tendido del cuarto circuito
 - 35/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 386 MVA
 - 36/ Reconstrucción de torres marinas con estructura de dos circuitos en 230 kV y dos circuitos en 34.5 kV
 - 40/ Reconstrucción de torres aéreas de 115 kV por torres aéreas de 230 kV con conductor 11113 ACSR
- AT. Autotransformador
 Cap. Capacitivo
 Ind. Inductivo
 CEV. Compensador Estático de VArS
 STATCOM. Static Compensator
 T. Transformador
 EC. Estación Convertidora

Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

Cerca del 50% de las inversiones estimadas corresponden a 3 de los proyectos identificados:

- Red de transmisión Reynosa – Monterrey
- Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab
- Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa - Monterrey

Debido al gran potencial de viento que se tiene en la región, actualmente existen diversas solicitudes de proyectos de generación eólica que se pretenden instalar en la zona Frontera. Ante el creciente interés por instalar proyectos de generación eólica en esta región, se estima que el balance carga-generación de la zona Frontera pueda ocasionar saturación de los enlaces con la zona Monterrey si se instala una capacidad mayor a 1,000 MW de los parques eólicos. Por este motivo se requeriría de infraestructura

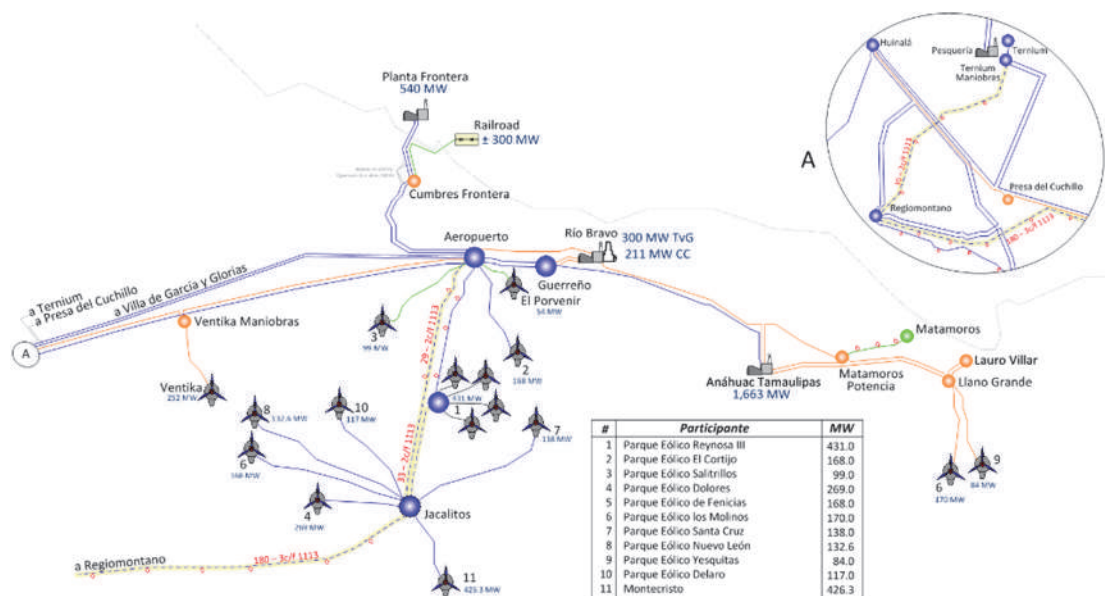
adicional que permita la transmisión de potencia excedente de la zona Frontera.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación eléctrica (Jacalitos) la cual interconectará en 400 kV las redes de Monterrey y Reynosa mediante las líneas:

- Jacalitos - Regiomontano en 400 kV de aproximadamente 180 km
- Jacalitos - Aeropuerto en 400 kV de aproximadamente 62 km
- Jacalitos - Reynosa Maniobras en 400 kV de aproximadamente 33 km.

Además, se contempla la instalación de reactores en 400 kV, uno de 50 MVar y otro de 100 MVar, el primero para la línea Jacalitos - Regiomontano y el segundo para el bus de la subestación eléctrica Jacalitos.

GRÁFICO 5.4.1 DIAGRAMA CON EL PROYECTO RED DE TRANSMISIÓN REYNOSA – MONTERREY



Fuente: CENACE

P15-PE1 Línea de Transmisión Submarina Playacar – Chankanaab

La red interna de la Isla Cozumel es alimentada mediante dos circuitos radiales en 34.5 kV que parten de la Subestación Playa del Carmen, perteneciente a la Zona de Distribución Riviera Maya. Adicionalmente, en la red de Cozumel se tiene instalada una Central Eléctrica de tipo Turbogás que permite suministrar parte de la demanda de Cozumel ante condiciones de emergencia en red completa, así como ante la contingencia de uno de los cables submarinos.

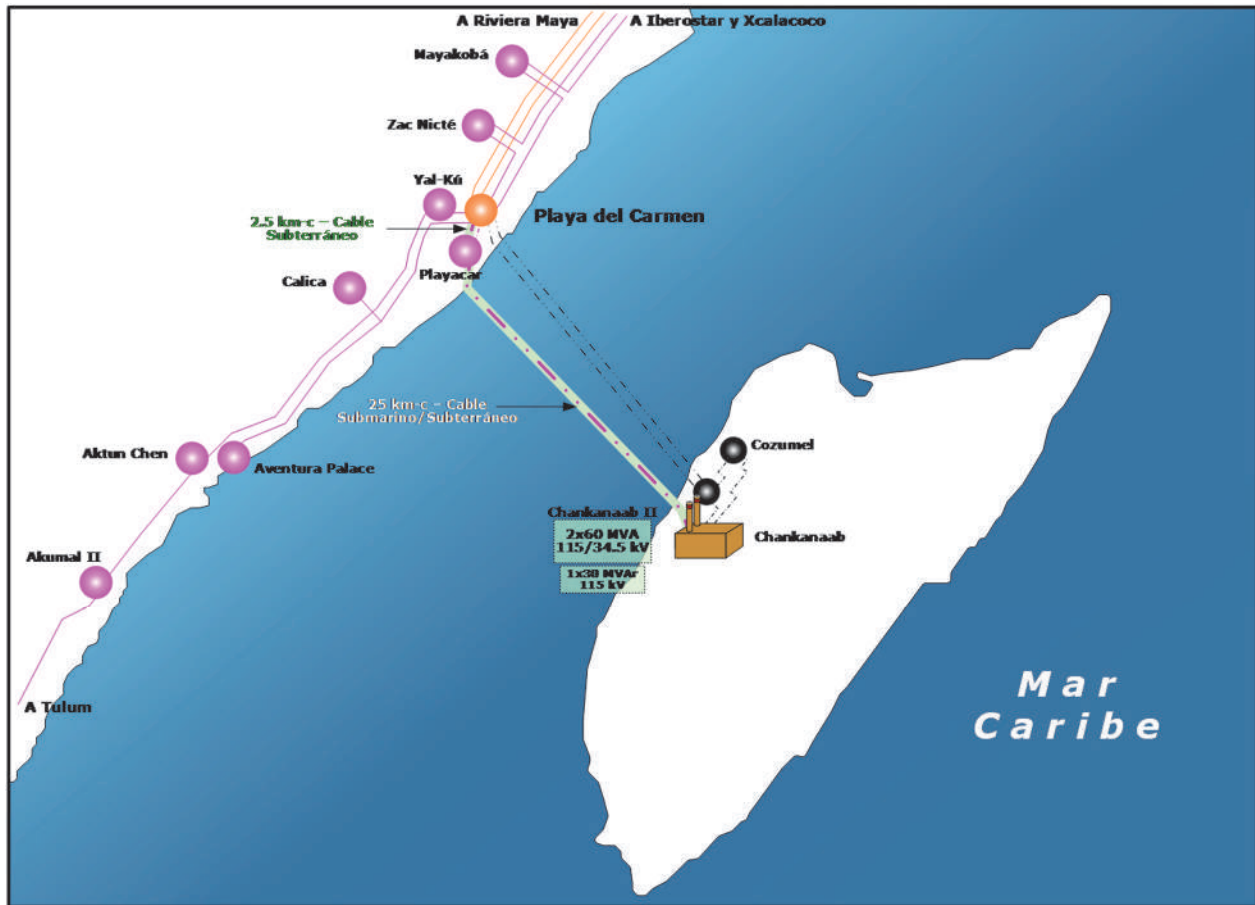
Debido a la importancia turística de Isla Cozumel, se requiere garantizar el suministro de energía eléctrica.

Para 2024, la infraestructura actual de transmisión hacia la isla, aún con la instalación de los bancos de capacitores propuestos para 2021, no será suficiente para cubrir la demanda máxima.

Con la nueva infraestructura propuesta se atenderán los distintos objetivos del proceso de planeación como: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y aumentar la eficiencia del MEM.

El proyecto consiste en la construcción de aproximadamente 25 km-c de cable de potencia en 115 kV: 25 km-c de cable submarino/subterráneo y 2.5 km-c de cable subterráneo.

GRÁFICO 5.4.2 DIAGRAMA CON EL PROYECTO LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBMARINA PLAYACAR - CHANKANAAB



Fuente: CENACE

P15-OR1 Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas

El suministro de energía eléctrica en las zonas de carga San Cristóbal y Tapachula depende de los bancos de transformación de las subestaciones eléctricas Tapachula Potencia y Angostura con una capacidad instalada de 375 MVA y 225 MVA respectivamente y con relación de transformación 400/115 kV, así como por las líneas de transmisión Manuel Moreno Torres Soyoló y Tuxtla Gutiérrez II – Angostura en el nivel de tensión de 115 kV.

La subestación eléctrica Tapachula Potencia está alimentada por un circuito conectado en forma radial proveniente de la subestación eléctrica Angostura en nivel de tensión de 400 kV, cabe mencionar que actualmente se encuentra disponible espacio en estructuras de transmisión para tender un segundo circuito en la trayectoria mencionada. Asimismo, la subestación eléctrica Tapachula Potencia cuenta con un enlace de un circuito en 400 kV hacia la subestación eléctrica Los Brillantes en Guatemala.

Debido a la topología existente en las zonas de carga Tapachula, San Cristóbal y el enlace México – Guatemala (Tapachula Potencia – Los Brillantes), ante contingencia sencilla de la línea Tapachula Potencia – Angostura en 400 kV, queda indisponible el banco de transformación en la subestación eléctrica Tapachula Potencia ocasionando colapso de voltaje en la zona de influencia. Aunado a lo anterior, ante el disparo de la línea mencionada la energía suministrada a Guatemala resulta interrumpida.

El proyecto consiste en el tendido de aproximadamente 193 km-c de línea aérea calibre 1113 MCM de la subestación Angostura hacia Tapachula Potencia en nivel de tensión de 400 kV, la instalación de tres reactores monofásicos de 25 MVAR cada uno y el equipamiento en las subestaciones (alimentadores) para la conexión de la nueva línea de transmisión.

GRÁFICO 5.4.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA RED ELÉCTRICA HACIA LA SUBESTACIÓN TAPACHULA POTENCIA



Fuente: CENACE

Proyectos identificados de modernización

Los proyectos de modernización son propuestos por CFE-Transmisión al CENACE, a fin de que éste último integre al PAMRNT aquellos que cumplen con los criterios acordados para su justificación técnica y económica.

Como resultado del presente análisis se han detectado requerimientos de modernización de equipo en subestaciones que permitan unificar la capacidad del

corredor de transmisión con respecto al límite del conductor instalado en la línea.

En la Tabla 5.3.4 se enlistan los requerimientos de sustitución de equipo en las subestaciones que presentan sobrecargas como son: Transformador de Corriente (TC), Transformador de Potencia (TP), Trampa de Onda (TO), Puentes, Cuchillas o Bus.

Dichos proyectos representan una inversión estimada total de 1,361 millones de pesos.

TABLA 5.4.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN

(Miles de Pesos)

No.	Nombre del Proyecto	Gerencia Regional de Transmisión	Fecha Factible	Tiempo estimado de Construcción (meses)	Criterio aplicable por el transportista	Descripción del proyecto	Monto estimado de inversión
1	Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	Varias	dic-22	48	"b" y "e"	Modernización de 8 Compensadores Estáticos de VAr	1,217,842
2	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	Oriente	abr-23	60	"b"	Programa anual de 2019 a 2023 del reemplazo de conductor y torres circuitos de 400 kV con un total de 40 km-L	55,320
3	Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	Norte	jun-20	17	"b" y "d"	Normalización de la subestación eléctrica Maniobras Cerro del Mercado en 115 kV.	18,798
4	Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	Peninsular	ago-20	19	"b"	3ª etapa Elevación de Buses S.E. Nizuc 115 kV, a través de la conclusión de la sustitución de estructuras de concreto en condiciones de termino de vida útil y de buses tubulares con aislamiento envejecido.	32,880
5	Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	Noroeste	dic-21	24	"a"	Sustitución de interruptores en varias subestaciones que son atendidas por la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste por limitaciones en el nivel de cortocircuito.	17,632
6	Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	Noroeste	abr-21	13	"d"	Construcciones de un alimentador en 115 kV para eliminar el TAP e interconectar la LT a la SE Culiacán I.	19,514

Categorías aplicables por el transportista

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
 - Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
 - Equipo con Daño.
 - Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
 - Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
 - Escalar especificaciones no acordes a su entorno.
- Fuente: CENACE



PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

- 6.1.** Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD
- 6.2.** Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica
- 6.3.** Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico
- 6.4.** Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD
- 6.5.** Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) considera un crecimiento ordenado y armónico de las RGD, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia, calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con energía eléctrica.

La planeación de las RGD corresponde a un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la generación distribuida, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2018-2022.

El objetivo principal del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD es abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración, gradual y ordenada de la Generación Distribuida (GD). En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD contempla objetivos, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2018-2022¹¹⁷:

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyen a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permitirán atender la demanda incremental, mejorar los indicadores de confiabilidad y reducir pérdidas.

Objetivo 1. Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD.

Línea de Acción 1.1.	Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios
Proyectos	Instalación de acometidas y medidores
	Interconectar la Isla de Holbox
Línea de Acción 1.2.	Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida
Proyecto	Capacidad de alojamiento de GD de las RGD
Línea de Acción 1.3.	Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas
Proyecto	Fondo de Servicio Universal Eléctrico

Objetivo 2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica

Línea de Acción 2.1.	Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas
Proyectos	Reducción de pérdidas técnicas
	Reducción de pérdidas no técnicas:
	a. Regularizar colonias populares
	b. Escalar la medición a AMI
	c. Reemplazar medidores obsoletos

Objetivo 3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

Línea de Acción 3.1.	Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD
Proyectos	Incremento de la confiabilidad de las RGD
	Modernización de las subestaciones de distribución
	Modernización de las RGD
	Modernización de la red eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma
	Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres

¹¹⁷ De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad,

seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 08/04/2016).

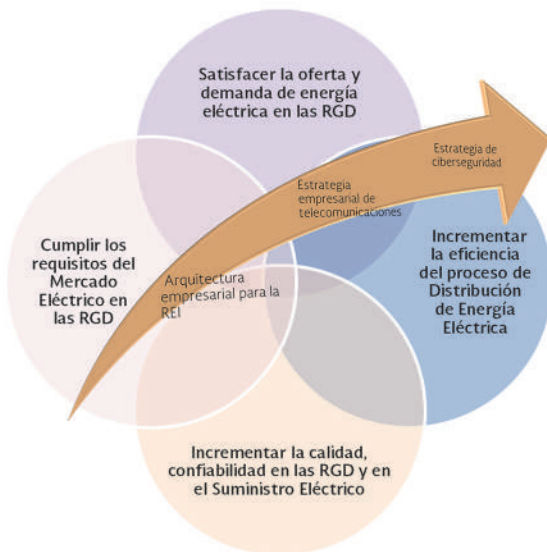
Objetivo 4. Cumplir con los requisitos del mercado eléctrico para las RGD

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

Objetivo 5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI) a fin de optimizar la operación de las RGD.

Línea de Acción 5.1.	Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI
Proyectos	Sistema de Información Geográfica de las RGD
	Infraestructura de Medición Avanzada
	Sistema de Administración de Distribución Avanzado

GRÁFICO 6.1.1. INTERRELACIÓN DE OBJETIVOS PARTICULARES Y REI



Fuente: Elaborado por la SENER.

6.1. Satisfacer la oferta y demanda de energía eléctrica en las RGD

Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios

La atención de la demanda actual y futura de energía eléctrica se realiza a través de la expansión y modernización de las RGD. A fin de realizar inversiones óptimas que permitan la expansión y modernización de las RGD, se realizan evaluaciones técnico-económicas para atender el crecimiento de la demanda actual y futura de energía eléctrica, así como para garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura.

Proyecto 1. Instalación de acometidas y medidores

Este proyecto se desarrolla para atender los incrementos de demanda y de nuevos Centros de Carga que se conectarán a las RGD en los niveles de media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, así como la sustitución de los equipos dañados y obsoletos para brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento de la demanda y de Centros de Carga de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios como bombeo agrícola y alumbrado público, principalmente.

El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a Centros de Carga que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios;
- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los Centros de Carga actuales, y
- Desconexiones: retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago.

En este sentido, se tiene pronosticado para el periodo 2018-2022 realizar, 13.5 millones de conexiones, 7.0 millones de desconexiones y 4.4 millones de modificaciones (ver Tabla 6.1.1.). Se requerirán 285,105 kilómetros de conductor para acometidas y

12.1 millones de medidores, lo que representará una inversión de 19,788 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.1.2. y Gráfico 6.1.1.).

TABLA 6.1.1. METAS DEL PROYECTO ACOMETIDAS Y MEDIDORES 2018-2022
(Millones de unidades)

Concepto	Año					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Conexiones	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	13.5
Desconexiones	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	7.0
Modificaciones	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	4.4
Total	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	24.9

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

Proyecto 2. Interconexión de la Isla de Holbox

La Isla de Holbox se encuentra ubicada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, en el municipio de Lázaro Cárdenas. Las actividades en la isla demandan 2.5 MW que se abastecen por medio de una central eléctrica con capacidad de 3.2 MW, conformada por cuatro unidades de combustión interna a diésel en 440 V y dos plantas móviles adicional de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, 1,422 Centros de Carga en baja tensión y 23 en media tensión.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica en el último año fueron de 73.7 millones de pesos, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 6.4 MW en 2024, debido al desarrollo de infraestructura turística en la isla.

El proyecto considera la construcción de un circuito aéreo de 60 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá, y continuará con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. La inversión estimada es de 280 millones de pesos.

Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y seguridad del sistema.

Proyecto 1. Capacidad de alojamiento de GD de las RGD

CFE Distribución en el 2017 instrumentó las metodologías y procedimientos para evaluar la cantidad de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés), que podrían alojarse en cada circuito eléctrico de media tensión, sin exceder los límites establecidos para los parámetros de Confiabilidad y Calidad de la potencia eléctrica y pérdidas, creando una plataforma informática en materia de Generación Distribuida en la cual se puede dar seguimiento a solicitudes de interconexión, consultar las estadísticas de la integración de GD en las Redes de Media Tensión y la disponibilidad que aún tienen, en función de la ubicación en donde se pretenda instalar una planta de generación, sin incrementar las pérdidas de energía y cumpliendo con los parámetros de Confiabilidad y Calidad¹¹⁸.

Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas

La reforma en materia energética tiene como uno de sus principales objetivos el promover un desarrollo incluyente en México y que la transformación del sector energético beneficie a todos los mexicanos, procurando el acceso universal a la energía eléctrica como una prioridad fundamental de la política energética. Además, considera que el acceso a la energía permitirá democratizar la productividad y la

¹¹⁸ Plataforma Informática en Materia de Generación Distribuida
<http://app.distribucion.cfe.mx/Aplicaciones/GeneracionDistribuida/>

<https://www.gob.mx/cre/articulos/plataforma-informatica-en-materia-de-generacion-distribuida?idiom=es>

calidad de vida de la población en las distintas regiones del país.

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno Federal para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación¹¹⁹. Se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación, así mismo puede recibir donaciones de terceros.

Proyecto 1. Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

En nuestro país el 98.5 % de la población cuenta con el servicio de energía eléctrica, sin embargo, aún 1.8 millones de personas carecen de tan necesario insumo, por ello con el Fondo del Servicio Universal Eléctrico se canalizan recursos a obras de electrificación en zonas rurales y urbanas marginadas.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren cerca de la red eléctrica de distribución, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red, lo cual se lleva a cabo a través de los Distribuidores.

En caso de que la comunidad no se encuentre cerca de la red eléctrica de distribución se deberá implementar la solución técnica más económica, dando prioridad a aquella basada en fuentes de Energías Limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados y que permitan el escalamiento en las capacidades de los equipos.

En 2017 se dio acceso al suministro de energía eléctrica a 134 mil habitantes, a través de la Extensión de la Red de Distribución. Para 2018 se tiene planeado dar acceso a 520 mil habitantes de los cuales el 73.6% se realizará con la Extensión de Red y 26.4% con sistemas aislados (Módulos Fotovoltaicos).

¹¹⁹ <https://datos.gob.mx/busca/dataset/fondo-de-servicio-universal-electrico>

6.2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica

Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas

La reducción de pérdidas de energía eléctrica es la acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica.

De 2012 a 2017, las pérdidas de energía eléctrica han disminuido en promedio anual 0.7%. Lo anterior debido a las estrategias para disminuir los consumos irregulares de energía eléctrica y a las inversiones en proyectos de modernización y optimización de las RGD. Dichas acciones se llevan a cabo para alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8% a partir de 2024 (ver Tabla 6.2.1. y ver Gráfico 6.2.1.).

Proyecto 1. Reducción de Pérdidas Técnicas

En 2017, las pérdidas técnicas en Distribución fueron de 13,444 GWh, lo que equivale al 5.9% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 16.2 mil millones de pesos con base en la estimación en el precio marginal local nacional de \$1.21/kWh (ver Gráfico 6.2.2.).

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

- a. Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión;
- b. Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados);
- c. Reconfigurar la red de media tensión;
- d. Recalibrar los conductores de circuitos;
- e. Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución;
- f. Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes, y
- g. Balancear cargas entre circuitos.

En 2018 se planea instalar 54 alimentadores de media tensión, capacitores en la red de media tensión por

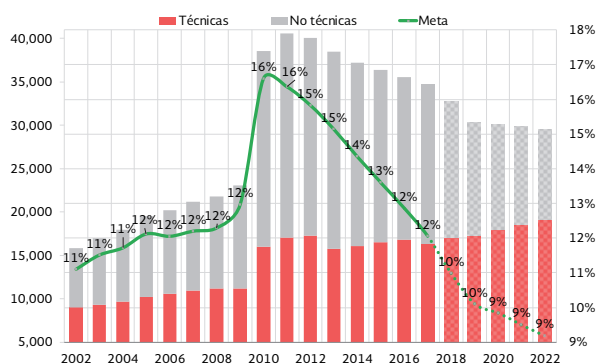
una capacidad de 2.7 Mvar, construir 2,902 km de líneas de media tensión y 1,969 km de líneas de baja tensión, recalibrar 16,838 km de línea de media tensión y 7,227 km en baja tensión, con una inversión de 5,320 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.2.2.).

TABLA 6.2.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL 2002-2017^{1/}
(Gigawatt-hora)

Año	Recibida en subtransmisión	Entregada	Pérdida	Pérdidas (%)
2002	189,010	163,234	25,776	13.6
2003	194,527	166,675	27,852	14.3
2004	201,652	172,247	29,405	14.6
2005	211,444	179,328	32,116	15.2
2006	220,264	185,742	34,522	15.7
2007	227,048	191,275	35,773	15.8
2008	231,058	194,727	36,331	15.7
2009	230,371	193,341	37,030	16.1
2010	239,790	201,227	38,563	16.1
2011	256,298	215,700	40,598	15.8
2012	261,721	221,674	40,047	15.3
2013	263,697	225,459	38,238	14.5
2014	269,292	232,106	37,186	13.8
2015	278,181	241,807	36,374	13.1
2016	288,919	253,387	35,532	12.3
2017	300,421	265,699	34,722	11.6

^{1/} Considerando líneas de subtransmisión que pertenecían a CFE Distribución, y considerando Valle de México en los datos de 2002 a 2009. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

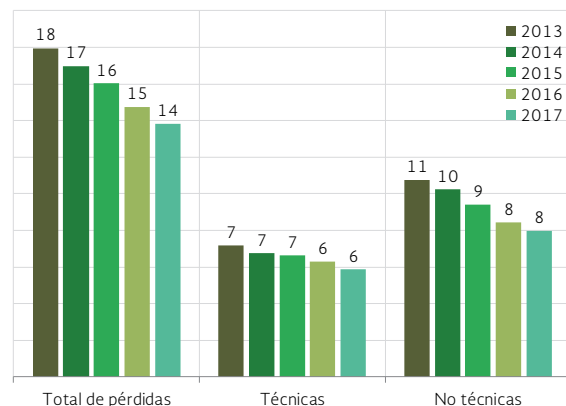
GRÁFICO 6.2.1. EVOLUCIÓN Y META DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2002-2022^{1/}
(Gigawatt-hora)



^{1/} No se considera Valle de México en los datos de 2002 a 2009. Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional, considerando como base la energía recibida en niveles de alta tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

GRÁFICO 6.2.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA 2013-2017^{1/}

(Porcentaje)



^{1/} Pérdidas de energía de CFE Distribución a nivel nacional, considerando como base la energía recibida en niveles de media tensión. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Reducción de Pérdidas No Técnicas

En 2017, las pérdidas no técnicas fueron 18,268 GWh, lo que equivale al 7.6% del total de la energía recibida. El valor económico de estas pérdidas asciende a 30,325 millones de pesos, estimación basada en el costo de la energía dejada de vender \$1.66/kWh.

Las principales actividades para abatir y controlar pérdidas no técnicas son las siguientes:

- Implementar nuevas tecnologías de medición como medidores AMI (Advanced Metering Infrastructure) y escalar medidores electrónicos de autogestión con algunas funciones de AMI;
- Reforzar los programas de verificación de los medidores en suministros de media tensión;
- Sustituir los medidores electromecánicos por electrónicos;
- Detectar anomalías en el proceso de medición y facturación de los servicios en media tensión en el mismo mes de facturación;
- Detectar y atender anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar;
- Reordenar el proceso de comercialización de la energía eléctrica, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos y la verificación y control de servicios;

- g. Modernizar y reubicar los medidores al límite de propiedad de los suministros susceptibles a usos informales por intervención de acometida o medidor;
- h. Ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación, y
- i. Regularizar los servicios de energía eléctrica en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a la comunidad con el apoyo del área de vinculación social.

Regularizar Colonias Populares

El proyecto comprende la regularización de 40.9 mil usuarios, con una inversión 758 millones de pesos, en el periodo 2018-2022. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que no cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura eléctrica, y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular (ver Anexo, Tabla 6.2.3).

Escalar la Medición a AMI

En el periodo 2018-2022, se planea modernizar 5.7 millones de medidores, con una inversión de 8,413 millones de pesos. Para ello se escalarán 2.7 millones de medidores electrónicos de autogestión para alcanzar algunas características de AMI, y se adquirirán e instalarán 3 millones de medidores con tarjeta de radiofrecuencia, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia (ver Anexo, Tabla 6.2.4.).

Reemplazar Medidores Obsoletos

El proyecto consiste en reemplazar, en el periodo 2018-2022, 5.3 millones de medidores que se encuentran dañados o que ya cumplieron su vida útil, y representan una inversión de 7,051 millones de pesos.

6.3. Incrementar la calidad, confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico

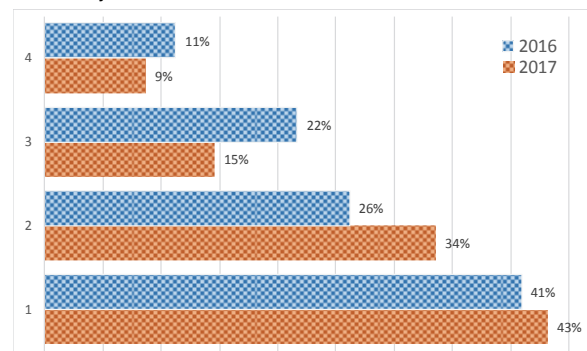
Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD

Las principales fallas que impactan en el suministro y afectan en la confiabilidad de las RGD se deben principalmente a la presencia de objetos sobre las líneas (árboles, ramas, animales, otros), así como fallas en dispositivos y equipos, entre otros (ver Gráfico 6.3.1.).

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron como meta los indicadores de desempeño establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, para evaluar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico¹²⁰ e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red (ver Gráfico 6.3.1 y Anexo, Tablas 6.3.1., 6.3.2.; y Gráficos 6.3.2. y 6.3.3.).

GRÁFICO 6.3.1. CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LAS RGD

(Porcentaje)



Nota: 1. Animales, árbol o rama sobre línea, corrosión o falso contacto. 2. Falla de equipo (apartarrayos o aislador), descargas atmosféricas, tormenta. 3. Choque o golpe, objetos ajenos sobre línea. 4. Propagación de falla ajena a CFE, vandalismo, vientos fuertes, cortocircuito. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

¹²⁰ DOF (16/02/2016):
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

Proyecto 1. Incremento de la Confiabilidad de las RGD

El proyecto considera una inversión de 2,599 millones de pesos en el periodo 2018-2022 en 14 Unidades de Negocio. Consiste principalmente en instalar equipo de protección y seccionamiento y de comunicación. (ver Tabla 6.3.3.).

Las principales actividades para incrementar la confiabilidad de las RDG son las siguientes:

- a. Instalar o reemplazar en el periodo, 93,006 aisladores, 22,110 corta cortacircuitos fusibles, 20,627 apartarrayos, reforzar las bases de 5,875 postes, entre otros (ver Tabla 6.3.4.). con una inversión de 904 millones de pesos.
- b. Instalar equipos de protección y seccionamiento que permita la operación remota y automática, misma que formará parte de las Redes Eléctricas Inteligentes. Se considera la instalación de 4,857 Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) en el periodo, con una inversión de 1,695 millones de pesos (ver Tabla 6.3.5.).

TABLA 6.3.3. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN LAS RGD 2018-2022

Acciones	Descripción	Inversión (millones de pesos)
Reemplazo e Instalación de Dispositivos	Aisladores, cortacircuitos, apartarrayos, reforzar postes contra impacto, UTR entre otros	904
EPROSEC	Equipo de Protección y Seccionamiento	1,695
Total		2,599

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.4. METAS FÍSICAS DE LOS PROYECTOS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD 2018-2022

(Unidades)

Equipo para confiabilidad	Total
UTR	213
UCM	25
SCADA	11
Restauradores	2,000
Aisladores	93,006
Corta circuito Fusible	22,110
Apartarrayos	20,627
Protección para poste	5,875

Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.5. INVERSIÓN Y META FÍSICA PARA LA INSTALACIÓN DE EPROSEC

Año	Inversión (millones de pesos)	Equipos de protección y seccionamiento
2018	367	1,052
2019	350	1,003
2020	316	905
2021	327	937
2022	335	960
Total	1,695	4,857

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 2. Modernización de las Subestaciones de Distribución

En la actualidad se cuenta con transformadores de potencia que rebasan los 40 años de vida útil y han incrementado las tasas de falla y tiempos de reparación, impactando en la confiabilidad, por lo que resulta necesario su reemplazo.

Se tiene programado modernizar subestaciones de distribución para atender el incremento de demanda de energía eléctrica y la confiabilidad. Durante 2018 se contempla reemplazar 32 transformadores de potencia que forman parte de las RGD, con una inversión de 453 millones de pesos. Esta inversión para el periodo 2018-2022 se estima en 1,510 millones de pesos (ver Tablas 6.3.6 y 6.3.7.).

TABLA 6.3.6. INVERSIÓN Y METAS FÍSICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 2018

Unidades de Negocio	2018		
	Inversión (millones de pesos)	No. Transformadores	MVA
Baja California	28	2	50
Bajío	28	2	60
Centro Occidente	28	2	40
Centro Oriente	25	2	40
Centro Sur	28	2	40
Golfo Centro	28	2	60
Golfo Norte	28	2	40
Jalisco	28	2	40
Noroeste	42	3	60
Norte	28	2	40
Oriente	28	2	60
Peninsular	28	2	60
Sureste	28	2	60
Valle de México Centro	30	2	60
Valle de México Norte	18	1	30
Valle de México Sur	30	2	60
Total	453	32	800

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.7. INVERSIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

(Millones de pesos)

Año	Modernización de subestaciones
2018	453
2019	259
2020	270
2021	277
2022	251
Total	1,510

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 3. Modernización de las RGD

Las RGD tienen equipos, como es el caso de algunos interruptores de potencia y transformadores de distribución, que superan los 30 años de servicio y han estado expuestos a esfuerzos eléctricos y físicos. Tales condiciones generan interrupciones en el servicio las cuales son cada vez más frecuentes o severas, por lo que se requieren acciones de reemplazo (ver Tabla 6.3.8.).

TABLA 6.3.8. INVERSIÓN NECESARIA PARA EL REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN E INTERRUPTORES DE POTENCIA EN M.T.

(Unidades / Millones de pesos)

Año	Equipos de Reemplazo	Equipos	Inversión	
2018	Transformadores	941	74	179
	Interruptores	215	105	
2019	Transformadores	916	70	172
	Interruptores	208	102	
2020	Transformadores	900	71	172
	Interruptores	206	101	
2021	Transformadores	884	68	170
	Interruptores	199	102	
2022	Transformadores	850	66	162
	Interruptores	193	96	
Total	Transformadores	4,491	349	855
	Interruptores	1,021	506	

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 4. Modernización de la Red Eléctrica de la Avenida Paseo de la Reforma

El corredor turístico de la Avenida Paseo de la Reforma en la Ciudad de México mantiene un crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica, derivado de la construcción y modernización de inmuebles, desarrollos de oficinas corporativas, centros comerciales, hoteles y complejos residenciales.

Actualmente, la red instalada en el corredor cuenta con más de 50 años de operación, por lo que es imperante su modernización y reestructuración. El proyecto comprende acciones de obra civil, obra electromecánica y remplazo de la medición. Se tiene programado concluir en 2018 con un costo de 1,678 millones de pesos (ver Tablas 6.3.9. y 6.3.10.).

TABLA 6.3.9. METAS FÍSICAS DEL PROYECTO REFORMA

(Unidades)

Componentes	Cantidad
Seccionadores	169
Transformadores	130
Equipos de transferencia automática	35
Metros de circuito de media tensión	139,413
Metros de circuito de baja tensión	119,824

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

TABLA 6.3.10. PRESUPUESTO PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA REFORMA

(Millones de pesos)

Año	Importe acumulado ejercido	Importe por ejercer	Total
2017	1,034		1,034
2018		644	644
Total	1,034	644	1,678

Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Proyecto 5. Reemplazo del Cable Submarino para Isla Mujeres

Isla Mujeres se ubica a 13 kilómetros de la ciudad de Cancún, cuenta con 16,210 habitantes y su principal actividad económica es el turismo¹²¹.

El suministro eléctrico de Isla Mujeres se proporciona con un conductor subterráneo, adecuado para utilizarse como cable submarino de 6.9 km, cuya instalación data de 1989. Debido a las condiciones climatológicas de la región y el tránsito de embarcaciones, dicho cable está sujeto a una gran cantidad de esfuerzos mecánicos y eléctricos, que provoca frecuentemente fallas que afectan la calidad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico¹²². El uso y su antigüedad limitan la capacidad de transmisión de potencia eléctrica y resultará insuficiente para atender la demanda de energía eléctrica creciente en la isla¹²³.

El proyecto consiste en reemplazar el conductor subterráneo por un conductor submarino adecuado a las condiciones de la zona y a la capacidad prevista, lo

¹²¹ De acuerdo con datos del INEGI de 2010.

¹²² En 2017 las fallas significaron interrupciones por 18.2 horas.

¹²³ BNP-53140 de la Subestación eléctrica "Bonampak" ubicada en el oriente de la Ciudad de Cancún hasta la

que representa una inversión de 280 millones de pesos (ver Tabla 6.3.11.).

TABLA 6.3.11. INVERSIÓN POR AÑO PARA EL PROYECTO CABLE SUBTERRÁNEO ISLA MUJERES

(Millones de pesos)

Concepto de Inversión	Inversión		Total
	2018	2019	
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	123	157	280

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

6.4. Cumplir los requisitos del mercado eléctrico para las RGD

Las condiciones establecidas en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, hacen necesario obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas. De esta forma, se requiere desarrollar la infraestructura y software necesarios para obtener una medición confiable para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Construir la Infraestructura para participar en el Mercado Eléctrico.

Proyecto 1. Gestión de Balance de Energía de las RGD para el MEM

En las RGD existen zonas de carga que no cuentan con la infraestructura de medición o la existente no cumple con las características requeridas por el MEM en cuanto a comunicaciones y equipo de medición en los puntos de intercambio de energía, como es en subestaciones y líneas de media tensión, así como en los puntos de intercambio de energía entre zonas.

El proyecto considera todos los elementos que permiten la integración de sistemas de medición para la operación y administración de los procesos del MEM

subestación reductora de 34.5 kV a 13.8 kV denominada "Isla Mujeres" la cual cuenta con dos circuitos para alimentar la carga de la población.

con ayuda de equipos que se integren a una Red Eléctrica Inteligente, así como el desarrollo de la infraestructura necesaria para gestionar y transmitir al CENACE la información de la medición de los Centros de Carga de los Usuarios Calificados. Contempla puntos de medición entre zonas y en subestaciones (SIMOCE), mecanismos de seguridad de la información, control operativo en los que se considera la Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA), Unidad Central Maestra (UCM), Enlaces de Comunicación inalámbricos y Fibra Óptica, Equipos de Control Supervisorio para Subestaciones Eléctricas, Unidades Terminales Remotas (UTR's) o Concentrador SCADA, y Equipo Eléctrico Primario (EEP). En el periodo 2018-2022 se acondicionarán 1,207 puntos de medición en los circuitos de distribución con una inversión de 540.5 millones de pesos y 14,153 puntos de medición dentro de las subestaciones de potencia con una inversión de 6,475.5 millones de pesos, en total serán 15,360 puntos de medición con una inversión de 7,016 millones de pesos (ver Anexo, Tablas 6.4.1. y 6.4.2.).

6.5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)

En la LIE se plantea como premisa fundamental que el despliegue de las REI deberá de contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

De conformidad con el artículo 37 de la Ley de Transición Eléctrica (LTE), la implementación de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.

La LTE indica además que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red

Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de fuentes de Energía Renovables;
- El desarrollo y la incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;
- La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;
- El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos;
- La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y reducción de barreras para la adopción de REI, y

- La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

El proyecto de REI prevé la integración de TIC's en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran (ver Gráfico 6.5.1.).

Desarrollar e incorporar sistemas y equipo que permitan una transición a una REI

Se cuenta con 38,531 equipos de protección y de seccionamiento automático telecontrolados instalados, de los cuales 21,951 operan en forma remota, así como 1,640 mil medidores AMI cuya función inicial fue disminuir las pérdidas no técnicas, los cuales es necesario incorporarlos a sistemas que permitan integrarlos a un Red Eléctrica Inteligente.

Proyecto 1. Sistema de Información Geográfica de las RGD

El Sistema de Información Geográfica coadyuva al logro de los objetivos de las REI ya que proporciona la base de información y los estándares para la interoperabilidad y el uso de la información digital de los equipos de protecciones, control, medición y comunicaciones, en general de todos los elementos que integran las RGD. Al conectarse a la red, identifican el estado operativo en tiempo real en diagramas georreferenciados que se comparten a través de la red empresarial para lograr una mayor eficiencia en la operación de las RGD.

El proyecto tiene el propósito de unificar las diferentes tecnologías de información geográfica y eléctrica de las RGD con que cuenta actualmente CFE Distribución, a través de un Sistema de Información Geográfica que le permita integrar dichas tecnologías y contar con la capacidad para compartir e intercambiar información espacial de la infraestructura del sistema de distribución.

Este proyecto se encuentra en proceso y se tiene planeado invertir 53 millones de pesos para realizar levantamientos en campo de datos geoespaciales y desarrollar aplicaciones para agilizar la toma de decisiones operativas y de negocio.

Proyecto 2. Infraestructura de Medición Avanzada

El proyecto consiste en la instalación de medidores intercomunicados con un sistema informático de gestión, con capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota. Se requiere del desarrollo de aplicaciones informáticas y sistemas de comunicación para explotar un mayor número de funcionalidades de estos sistemas, dirigidos hacia la REI y el cliente, tal como un sistema de administración de registros de medidores (MDM por sus siglas en inglés), lo cual se encuentra en evaluación para emprender este tipo de proyectos en los próximos años.

En el periodo 2018-2022 se considera la instalación de 121 mil medidores AMI con una inversión aproximada de 340 mil millones de pesos (ver Anexo, Tabla 6.5.1.).

Proyecto 3. Sistema de Administración de Distribución Avanzado

Proyecto piloto que servirá para evaluar las capacidades de un Sistema Avanzado de Administración de Distribución (ADMS por sus siglas en inglés), el cual incluye un sistema para la administración de interrupciones (OMS por sus siglas en inglés), a través de un proyecto de demostración que incluirá el despliegue del ADMS para automatizar las subestaciones, con lo que se evaluará las funcionalidades avanzadas de este sistema. Se desarrollará en dos fases de estudio y tres de demostración.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una versión a pequeña escala de un ADMS para determinar los impactos sobre la eficiencia operativa, la confiabilidad y la seguridad. El comportamiento del ADMS será utilizado para determinar si se justifica el desarrollo de un sistema completo para todo el SEN. Se tiene programado ejercer un monto de 203 millones de pesos, en el periodo 2018 a 2022 (ver Tabla 6.5.2.).

**TABLA 6.5.2. INVERSIÓN NECESARIA PARA LA
EJECUCIÓN DE LAS FASES DEL PROYECTO
ADMS**

(Millones de pesos)

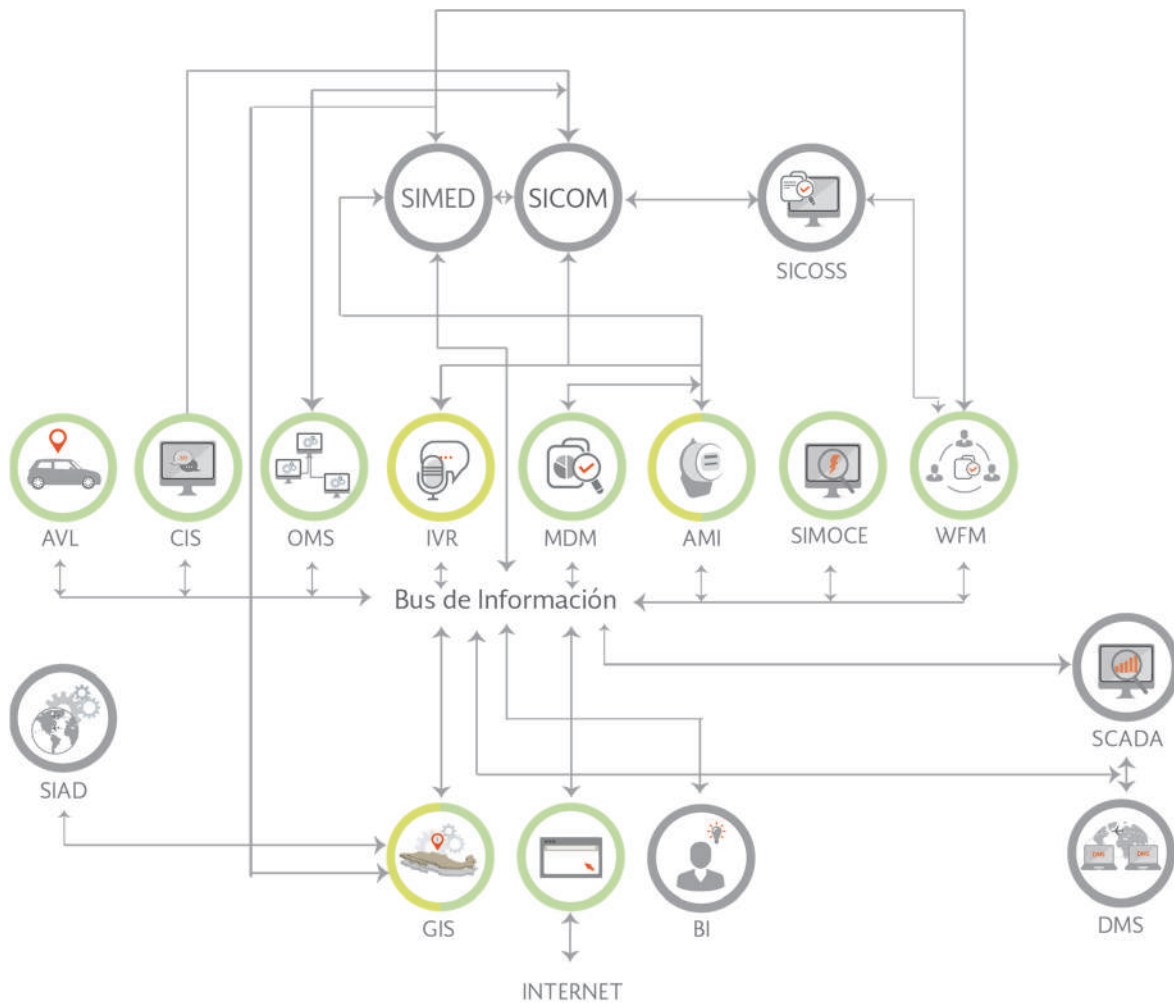
Concepto de Inversión	Inversión por año					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Sistema de Administración de Distribución Avanzado	3	50	50	50	50	203

Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER con información de CFE Distribución.

Adicional a estos proyectos, pertenecen a las redes eléctricas inteligentes los proyectos descritos en otros objetivos y líneas de acción, y que a continuación se enlistan:

- Incremento de la confiabilidad de las RGD (automatización de equipo de protección y seccionamiento);
- Escalar la Medición a AMI, y
- Gestión del balance de Energía de las RGD para el MEM.

GRÁFICO 6.5.1. PRINCIPALES MÓDULOS DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE



- SISTEMA A ADQUIRIR
- SISTEMA EXISTENTE
- SISTEMA LEGADO
- SISTEMA EXISTENTE QUE REQUIERE MODIFICACIÓN

Abreviaturas: AMI: (Infraestructura Avanzada de la Medición). AVL: (Localización Automática de Vehículos). BI: (Inteligencia de Negocios). CIS: (Sistema de Información al Cliente). DMS: (Sistema para la Administración en Distribución). GIS: (Sistema de Información Geográfica). IVR: (Respuesta de Voz Interactiva). MDM: (Administración de Datos de la Medición). OMS: (Sistema para la Administración de Interrupciones). SCADA: (Supervisión Control y Adquisición de Datos). SIAD: (Sistema Integral de Administración de Distribución). SICOM: (Sistema Comercial). SICOSS: (Sistema de Control de Solicitudes y Servicios). SIMED: (Sistema de Medición). SIMOCE: (Sistema para la Medición de Calidad de Energía). WEB: (Servicio de Internet). WFM: (Administración de la Fuerza de Trabajo).

