



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

PRODESEN 2024-2038



Torre de transmisión, Heliodoro Castillo, Guerrero. **Central eólica,** Asunción Ixtaltepec, Oaxaca. **Subestación eléctrica,** Tuxpan, Veracruz. **Central hidroeléctrica,** Santa María del Oro, Nayarit. **Central termoeléctrica,** Villa de Reyes, San Luis Potosí. **Central fotovoltaica,** Santa Rosalía, Baja California. **Central nucleoelectrica,** Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz. **Central geotérmica,** Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

ÍNDICE GENERAL

Presentación	15
1. Marco Legal	19
1.1 Normatividad	21
1.2 Alcance	23
1.3 Programas	23
1.4 Acuerdos, Tratados y Compromisos Internacionales	24
2. Criterios de Planeación para la Incorporación de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	27
2.1 Marco Regulatorio	29
2.2 Criterios de Planeación	32
3. Demanda y Consumo 2024 – 2038	35
3.1 Consumo Neto 2023	38
3.2 Consumo Final y Usuarios 2023	39
3.3 Pérdidas de Energía Eléctrica 2023	40
3.4 Intensidad Energética, Consumo Medio y Consumo Per Cápita de la Industria Eléctrica 2023	40
3.5 Movilidad Eléctrica 2023	42
3.6 Generación Distribuida 2023	45
3.6.1 Generación Distribuida con Fuente de Energía Solar Fotovoltaica	48
3.7 Demanda Máxima Integrada Neta 2023	51
3.8 Demanda Máxima Integrada Neta del SIN 2023	52
3.9 Entorno Económico 2023	52
3.10 Pronóstico de Demanda y Consumo 2024-2038	60
3.11 Escenario Macroeconómico 2024-2038	61
3.12 Consumo Neto 2024-2038	63
3.13 Consumo Final (GWh) 2024-2038	67
3.14 Pérdidas de Energía Eléctrica 2024-2038	68
3.15 Prospectiva de Intensidad Energética, Consumo Medio y Consumo Per Cápita 2024-2038	69
3.16 Movilidad Eléctrica 2024-2038	71
3.17 Generación Distribuida 2024-2038	74
3.17.1 Generación Distribuida Fotovoltaica 2024-2038	74
3.18 Demanda Máxima 2024-2038	77
4. Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)	85
4.1 Generación Distribuida (GD)	88
4.2 Programa Indicativo de Instalación de Centrales Eléctricas	89
4.2.1 Evolución Estimada de la Capacidad Instalada Acumulada 2023-2038	90
4.2.2 Adiciones de Capacidad Instalada 2024-2038	92
4.2.2.1 Adiciones de Capacidad Instalada 2024-2027	93
4.2.2.2 Adiciones de Capacidad Instalada 2028-2038	93
4.2.2.3 Adiciones de Capacidad Instalada de Proyectos Estratégicos	94

4.2.3 Capacidad de Sustitución o Retiro por Modernización de Centrales Eléctricas 2024-2038	95
4.2.4 Evolución de la Capacidad Instalada Esperada al 2038	96
4.2.5 Evolución de la Generación de Electricidad	97
4.3 Evolución de Precios de Combustibles	100
4.4 Reserva de Planeación en Términos de Margen de Reserva	101
5. Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los Elementos de las Redes Generales de Distribución que Correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista	103
5.1 Objetivos de los Proyectos de Ampliación y Modernización	105
5.2 Proceso de Ampliación de la RNT y las RGD que Correspondan al MEM	106
5.3 Proceso de Modernización de la RNT y las RGD que Correspondan al MEM	107
5.4 Proyectos Instruidos por SENER de 2015 a 2023	108
5.4.1 Proyectos Instruidos por SENER en operación	109
5.4.2 Proyectos Instruidos por SENER de la RNT	111
5.4.3 Proyectos Instruidos por SENER de las RGD que Correspondan al MEM	118
5.4.4 Proyectos de Refuerzo de la RNT Instruidos para Interconexión de Proyectos de Generación de la Política Energética Nacional	121
5.5 Propuesta 2024 de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que Correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista	124
5.5.1 Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT	124
5.5.2 Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM	130
5.5.3 Proyectos Identificados de Modernización de la RNT	134
5.6 Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2029-2038	136
6. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no Correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista	137
6.1 Objetivo del Programa	139
6.2 Programa de Ampliación de las RGD	142
6.2.1 Incremento de la Eficiencia Operativa de las Redes Generales de Distribución Mediante la Reducción de Pérdidas Técnicas	142
6.2.2 Regularización de Colonias Populares	142
6.2.3 Adquisición de Acometidas y Medidores de Distribución	143
6.3 Programa de Modernización de las RGD	144
6.3.1 Modernización de Subestaciones de Distribución (Transformadores Alta/Media Tensión)	144
6.3.2 Modernización de Interruptores de Media Tensión de Subestaciones de Distribución	145
6.3.3 Modernización de Transformadores de Distribución de Media Tensión a Baja Tensión en las RGD	146
6.3.4 Confiabilidad y Calidad en las RGD	146
6.3.5 Calidad de la Energía de las RGD	147
6.4 Proyectos Específicos de Ampliación y Modernización de las RGD	148
6.4.1 Reemplazo del Cable Submarino de Isla Mujeres	148
6.4.2 Conexión de la Isla de Holbox	148
6.5 Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)	149
6.5.1 Operación Remota y Automatismo en Redes de Distribución	150
6.5.2 Escalamiento de la Medición AMI	150
6.5.3 Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM	150
6.5.4 Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)	150
6.5.5 Equipo de Radiocomunicación de Voz y Datos para la Operación de las RGD	150
6.5.6 Modernización de Equipo de Control Supervisorio y Redes de Comunicación Operativas para Subestaciones y Centros de Control de Distribución	151

6.6 Acceso Abierto a la Generación Distribuida (GD)	151
6.6.1 Capacidad de Alojamiento de GD de las RGD	151
6.7 Electrificación de Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas	152
6.7.1 Fondo de Servicio Universal Eléctrico	152
Anexo 1 Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional	153
A1.1 Conformación del Sistema Eléctrico Nacional	155
A1.2 Capacidad de Transmisión y Transformación en el Sistema Eléctrico Nacional	155
A1.3 Principales Enlaces Internacionales	158
A1.4 Capacidad Instalada de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	160
A1.5 Evolución de la Capacidad Instalada Interconectada de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista de 2018 a 2023	164
A1.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	166
Anexo 2. Información Básica de Proyectos Identificados	207
Glosario de Términos	263



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1	Consumo Neto Mensual de Energía Eléctrica del SEN 2023	39
Figura 3.2	Consumo Final y Número de Usuarios Finales por GCR y Sistemas 2023	40
Figura 3.3	Intensidad Energética, Consumo Medio y Consumo Per Cápita por GCR y Sistema 2023	42
Figura 3.4	Concentración de Vehículos Eléctricos en Entidades Federativas al 2023	43
Figura 3.5	Ventas de Vehículos Pesados, 2018-2023	44
Figura 3.6	Consumo de Energía en la Rama Automotriz en el 2023	44
Figura 3.7	Distribución del Consumo de Energía Eléctrica del Sector Automotriz en Alta Tensión por Categoría, 2023	45
Figura 3.8	Capacidad Instalada Acumulada de Generación Distribuida por Tecnología 2023	46
Figura 3.9	Evolución 2019-2023 de Generación Distribuida con Tecnología Biomasa, Biogás y Eólica	47
Figura 3.10	Entidades Federativas con Mayor Número de Contratos de GD por Tecnología	47
Figura 3.11	Capacidad Instalada Acumulada y Generación Aportada por los Sistemas Fotovoltaicos 2007-2023	48
Figura 3.12	Evolución de la Participación Anual 2014-2023 de la GD-FV por Sector de Consumo Residencial, Empresa Mediana y Comercial	49
Figura 3.13	Capacidad Instalada Acumulada de GD-FV por GCR 2023	49
Figura 3.14	Rangos de Capacidad de los Sistemas de GD-FV 2017-2023 por Sistemas y GCR	50
Figura 3.15	Curva de Carga del SIN 2023 (MWh/h)	52
Figura 3.16	Evolución del Crecimiento del PIB Nacional, Consumo Neto del SEN y Demanda Máxima Integrada Neta del SIN 2014-2023	54
Figura 3.17	Demanda Máxima Integrada por Zona (MWh/h) en las GCR del SEN 2023	54
Figura 3.18	Proceso de Pronóstico de Demanda y Consumo de Energía	61
Figura 3.19	Escenarios del PIB Nacional, 2024-2038	61
Figura 3.20	Escenarios del PIB Nacional, 2024-2029 y 2024-2038, Escenario de Planeación.	62
Figura 3.21	Escenarios del PIB Nacional, 2015 a 2024, Escenario de Planeación	63

Figura 3.22	Pronóstico del Consumo Neto del SEN 2024-2038, Escenarios de Planeación, Alto y Bajo	64
Figura 3.23	Pronóstico Regional del Consumo Neto 2024-2029 y 2024-2038, Escenario de Planeación	66
Figura 3.24	Comparativo del Pronóstico del Consumo Neto de 2015 a 2023, Escenario de Planeación	67
Figura 3.25	Consumo Final del SEN 2024 y 2038, Escenario de Planeación (%)	67
Figura 3.26	Pronóstico de Pérdidas de Energía Eléctrica (%) del SEN, 2024-2038, Escenario de Planeación	68
Figura 3.27	Intensidad Energética, Consumo Medio y Consumo Per Cápita por GCR y Sistema 2024-2038	71
Figura 3.28	Evolución de Vehículos Eléctricos 2016-2038	73
Figura 3.29	Emisiones Evitadas y Ahorro de Combustible 2024 y 2038	74
Figura 3.30	Evolución Estimada de la Capacidad Instalada Acumulada de GD-FV 2024-2038	75
Figura 3.31	Comportamiento Estimado de la Participación de la Capacidad Instalada Acumulada de GD-FV por GCR en 2024, 2029, 2033 y 2038, Escenario de Planeación	76
Figura 3.32	Evolución de la Generación Anual Acumulada (Histórica y Adiciones) de GD-FV en el SEN 2018-2038	76
Figura 3.33	Evolución de la Generación Anual Acumulada (Histórica y Adiciones) de GD-FV por GCR 2023-2038, Escenario de Planeación	77
Figura 3.34	Comportamiento Estacional de La Demanda Máxima Mensual (PU) y Demanda Horaria Integrada en la Ocurrencia de la Máxima Anual del SIN 2024, 2029, 2033 y 2038, Escenario de Planeación	79
Figura 3.35	Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada Neta del SEN 2024-2038, Escenario de Planeación, Alto y Bajo (MWh/h)	80
Figura 3.36	Pronóstico Regional de la Demanda Máxima 2024-2029 y 2024-2038, Escenario de Planeación	82
Figura 3.37	Comparativo del Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada Neta del SEN 2015 a 2023, Escenarios de Planeación	83
Figura 4.1	Evolución de la Capacidad Instalada en el SEN 2016-2023 (MW), Incluye Centrales Eléctricas en Pruebas	89
Figura 4.2	Evolución Esperada de la Capacidad Instalada Acumulada 2023-2038 (MW), Incluye Centrales Eléctricas en Prueba	90
Figura 4.3	Evolución Esperada de la Capacidad Instalada Acumulada por Tecnología, 2024-2038 (MW)	91



Figura 4.4	Adición de Capacidad Estimada en los Ejercicios del PIIRCE 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036, 2023-2037 y 2024-2038 (MW)	92
Figura 4.5	Porcentaje de Adición de Capacidad por Tecnología 2024-2027	93
Figura 4.6	Porcentaje de Adición de Capacidad por Tecnología 2028-2038	94
Figura 4.7	Adiciones de Capacidad Neta de los Proyectos Estratégicos de Infraestructura 2024-2037 (MW)	95
Figura 4.8	Capacidad de Sustitución o Retiro de Centrales Eléctricas (MW)	95
Figura 4.9	Porcentaje de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología 2023	97
Figura 4.10	Cumplimiento de Emisiones de CO ₂ e 2018-2030	98
Figura 4.11	Evolución Esperada de la Generación Neta de Energía Eléctrica, PIIRCE 2024-2038 (TWh)	99
Figura 4.12	Evolución de Precios de Combustibles para los Escenarios Alto, Medio y Bajo	100
Figura 4.13	Evolución de la Reserva de Planeación en Términos del Margen de Reserva Durante la Demanda Máxima Diurna	102
Figura 4.14	Evolución de la Reserva de Planeación en Términos del Margen de Reserva Durante la Demanda Máxima Nocturna	102
Figura 5.1	Proyectos Instruidos por SENER en la RNT y las RGD que Correspondan al MEM	108
Figura 5.2	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Instruidas por SENER por Entidad Federativa	111
Figura 5.3	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Instruidas por SENER por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	112
Figura 5.4	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de la RNT Instruidos por SENER por Entidad Federativa	114
Figura 5.5	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de la RNT Instruidos por SENER por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	115
Figura 5.6	Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVar) de Ampliación de la RNT Instruida por SENER por Entidad Federativa	116
Figura 5.7	Capacidad (MVar) de Compensación de Potencia Reactiva de Ampliación de la RNT Instruida por SENER por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	117
Figura 5.8	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Instruidas por SENER por Entidad Federativa	118
Figura 5.9	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Instruidas por SENER por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	119
Figura 5.10	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Instruidos por SENER por Entidad Federativa	120

Figura 5.11	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Instruidos por SENER por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	120
Figura 5.12	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por Entidad Federativa	121
Figura 5.13	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	121
Figura 5.14	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de la RNT Asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por Entidad Federativa	122
Figura 5.15	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de la RNT Asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	122
Figura 5.16	Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAR) de Ampliación de la RNT Asociados al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por Entidad Federativa	123
Figura 5.17	Capacidad (MVAR) de Compensación de Potencia Reactiva de Ampliación de la RNT Asociados al Plan de Fortalecimiento de la Política Energética Nacional por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	123
Figura 5.18	Ubicación Geográfica de los Proyectos de Ampliación de la RNT Identificados en PAMRNT 2024-2038	126
Figura 5.19	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Identificadas por Entidad Federativa	127
Figura 5.20	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Identificadas por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	127
Figura 5.21	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de la RNT Identificados por Entidad Federativa	128
Figura 5.22	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de la RNT Identificados por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	129
Figura 5.23	Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAR) de Ampliación de la RNT Identificados por Entidad Federativa	129
Figura 5.24	Capacidad (MVAR) de Compensación de Potencia Reactiva de Ampliación de la RNT Identificados por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	130
Figura 5.25	Ubicación Geográfica de los Proyectos de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Identificados en PAMRNT 2024-2038	132
Figura 5.26	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Identificadas por Entidad Federativa, Asociadas a Proyectos de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM	132



Figura 5.27	Longitud (km-c) de las Líneas de Transmisión de Ampliación de la RNT Identificadas por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión, Asociadas a Proyectos de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM	133
Figura 5.28	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Identificados por Entidad Federativa	133
Figura 5.29	Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de Ampliación de las RGD que Correspondan al MEM Identificados por Año de Entrada en Operación y Nivel de Tensión	134
Figura 5.30	Ubicación Geográfica de los Proyectos de Modernización de la RNT Identificados en el PAMRNT 2024-2038	135
Figura 6.1	Capacidad Integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución	152
Figura A1.1	Regiones del Sistema Eléctrico Nacional	155
Figura A1.2	Porcentaje de Infraestructura de Líneas de Transmisión de la RNT por nivel de Tensión (kV) 2023	156
Figura A1.3	Red Troncal de Transmisión del SEN 2023	158
Figura A1.4	Capacidad de las Interconexiones Internacionales del SEN, 2023	159
Figura A1.5	Enlaces entre Regiones al 31 de diciembre de 2023	159
Figura A1.6	Adiciones de Capacidad Instalada en 2023 (MW)	161
Figura A1.7	Capacidad Instalada de la CFE y del resto de los Permisarios al 31 de diciembre de 2023 (MW)	163
Figura A1.8	Porcentaje de la Capacidad Instalada por tipo de Tecnología al 31 de diciembre de 2022 (MW)	164
Figura A1.9	Porcentaje de la Capacidad Instalada por tipo de Tecnología al 31 de diciembre de 2023 (MW)	164
Figura A1.10	Evolución de la Capacidad Instalada de la CFE y del Resto de los Permisarios, 2018-2023 (MW)	165
Figura A1.11	Principales Centrales Eléctricas (74) de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2023	166
Figura A1.12	Principales Centrales Eléctricas Privadas (49), al 31 de diciembre de 2023	167

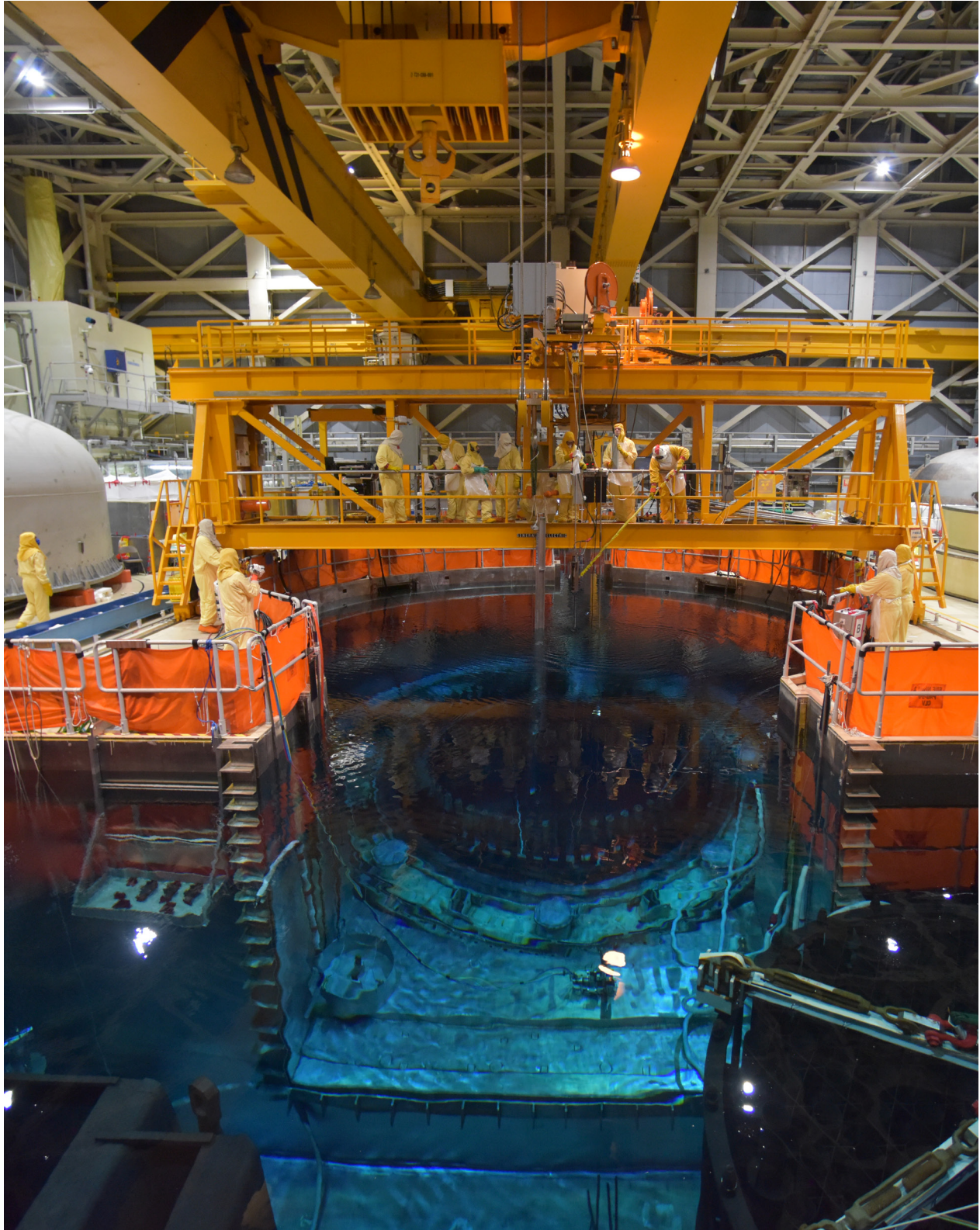
ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 3.1	Consumo neto de energía eléctrica 2021-2023	38
Cuadro 3.2	Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SIN y SEN, 2023	51
Cuadro 3.3	Principales indicadores económicos 2022-2023	53
Cuadro 3.4	Pronóstico del consumo neto por GCR, 2024-2038, escenarios de Planeación, Alto y Bajo	64
Cuadro 3.5	Pronóstico regional del consumo neto 2024-2038, escenario de Planeación (GWh)	65
Cuadro 3.6	Pronóstico de la demanda máxima integrada neta por GCR, 2024-2038, escenarios Planeación, Alto y Bajo	78
Cuadro 3.7	Pronóstico regional de la demanda máxima integrada neta 2024-2038, escenario de Planeación (MWh/h)	81
Cuadro 4.1	Evolución de la capacidad instalada esperada al 2038 (MW), se incluye centrales en pruebas	96
Cuadro 4.2	Evolución de precios nivelados de combustibles en USD/MMBTU	101
Cuadro 5.1	Proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión en operación	109
Cuadro 5.2	Proyectos instruidos por SENER a CFE Distribución en operación	110
Cuadro 5.3	Proyectos de ampliación de la RNT identificados en el PAMRNT 2024-2038	125
Cuadro 5.4	Proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM identificados en PAMRNT 2024-2038	131
Cuadro 5.5	Proyectos de modernización de la RNT identificados en PAMRNT 2024-2038	134
Cuadro 5.6	Proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2029-2038, con metas físicas	136
Cuadro 6.1	Objetivos de ampliación y modernización de las RGD que no correspondan al MEM	140
Cuadro 6.2	Monto de inversión del PAMRGD (millones de pesos)	141
Cuadro 6.3	Monto de inversión del programa de ampliación de las RGD (millones de pesos)	142
Cuadro 6.4	Monto de inversión para adquisición de acometidas y medidores (millones de pesos)	143

Cuadro 6.5	Monto de inversión del programa de modernización de las RGD (millones de pesos)	144
Cuadro 6.6	Modernización de subestaciones de distribución (transformadores alta/media tensión), millones de pesos	145
Cuadro 6.7	Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución (millones de pesos)	145
Cuadro 6.8	Monto de inversión para modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD (millones de pesos)	146
Cuadro 6.9	Monto de inversión para la confiabilidad y calidad en las RGD (millones de pesos)	147
Cuadro 6.10	Monto de inversión para la calidad de la energía en las RGD (millones de pesos)	148
Cuadro 6.11	Monto de inversión de proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD (millones de pesos)	149
Cuadro A1.1	Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión	156
Cuadro A1.2	Adiciones en infraestructura de subestaciones eléctricas de la RNT y las RGD del MEM	157
Cuadro A1.3	Infraestructura de las RGD que no correspondan al MEM	157
Cuadro A1.4	Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW), se excluyen centrales en pruebas	160
Cuadro A1.5	Capacidad instalada de las centrales eléctricas en pruebas de la CFE y del resto de los permisionarios (MW) al 31 de diciembre 2023	162
Cuadro A1.6	Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2023	168
Cuadro A1.7	Evolución de la capacidad interconectada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2018-2023, excluye centrales en pruebas	186
Cuadro A1.8	Capacidad instalada interconectada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios en operación al 31 de diciembre de 2023, excluye centrales en pruebas	187
	Cuadro A1.8.1 Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología y Entidad Federativa (MW) de la CFE en operación al 31 de diciembre 2023	188
	Cuadro A1.8.2 Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología y Entidad Federativa (MW) de los PIE en operación al 31 de diciembre 2023	189
	Cuadro A1.8.3 Capacidad instalada por tipo de tecnología y Entidad Federativa (MW) de PEMEX en operación al 31 de diciembre 2023	189
	Cuadro A1.8.4 Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología térmica y Entidad Federativa (MW) de los permisionarios en operación al 31 de diciembre 2023	190

Cuadro A1.8.5	Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología eoloeléctrica y Entidad Federativa (MW) de los permisionarios al 31 de diciembre 2023	191
Cuadro A1.8.6	Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología fotovoltaica y Entidad Federativa (MW) de los permisionarios en operación al 31 de diciembre 2023	191
Cuadro A1.8.7	Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología y Entidad Federativa(MW) de los permisionarios en operación al 31 de diciembre 2023	192
Cuadro A1.8.8	Capacidad instalada interconectada por modalidad y Entidad Federativa del Sistema Eléctrico Nacional (MW), en operación al 31 de diciembre 2023, excluye centrales en pruebas	193
Cuadro A1.8.9	Capacidad instalada interconectada por modalidad y tipo de tecnología del Sistema Eléctrico Nacional (MW), en operación al 31 de diciembre 2023, excluye centrales en pruebas	194
Cuadro A1.9	Principales centrales eléctricas de la CFE y PIE, en operación al 31 de diciembre 2023	195
Cuadro A1.10	Principales centrales eléctricas del sector privado, en operación al 31 de diciembre 2023	199
Cuadro A1.11	Evolución de la generación neta (GWh) 2018-2023 inyectada a la red por tipo de tecnología, considerando el factor de acreditación de energía limpia a las centrales eléctricas con acreditación como cogeneración eficiente, más las centrales eléctricas con CEL's	201
Cuadro A1.12	Generación neta en operación comercial y pruebas, inyectada a la red enero-diciembre 2023 del SEN, por tipo de tecnología y propietario (GWh)	202
Cuadro A1.13	Generación neta en operación comercial y pruebas, inyectada a la red enero-diciembre 2023 del SEN, por tipo de tecnología y modalidad (GWh)	203
Cuadro A.1.14	Generación neta en operación comercial y pruebas, inyectada a la red enero-diciembre 2023 del SEN, por tipo de tecnología y GCR (GWh)	204
Cuadro A1.15	Generación neta en operación comercial y pruebas, inyectada a la red enero-diciembre 2023 del SEN, por esquema y GCR (GWh)	205





Central nucleoelectrónica, Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.



Presentación



Línea de transmisión, Ciudad Juárez, Chihuahua. **Central hidroeléctrica,** La Yesca, Nayarit.
Comisión Federal de Electricidad.

PRESENTACIÓN

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es el instrumento de Políticas Públicas del Gobierno de México en el que se expone anualmente a detalle la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los próximos 15 años, está alineado al Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024 y plasma los grandes objetivos de la Política Energética en materia de electricidad del actual gobierno.

El PRODESEN incorpora, principalmente, los elementos más relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT); de los Programas de Ampliación y Modernización para los elementos de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRGD), así como define la infraestructura eléctrica a desarrollar en los próximos años.

El Suministro Eléctrico es un servicio de interés público, las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del SEN son de utilidad pública y se sujetarán a obligaciones de servicio público y universal en términos de la Ley de la Industria Eléctrica y de las disposiciones aplicables; por otro lado, el Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional. Así mismo, la Planeación y el control del SEN, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. Es por ello que, el actual Gobierno de México está comprometido a garantizar el acceso universal a la electricidad, contribuyendo así al desarrollo social y económico del país.

El SEN proporciona el suministro eléctrico a más de 129 millones de habitantes¹ a lo largo y ancho de la compleja geografía del territorio nacional, así como a la industria estatal y privada en todo el país, representando uno de los mayores sistemas eléctricos integrados del mundo. Dentro de los objetivos actuales se encuentra satisfacer el suministro eléctrico a todas y todos los mexicanos a precios accesibles y garantizar el suministro a todos los sectores productivos de la economía mexicana con el objetivo de lograr la igualdad social y reducir las brechas de desarrollo de las regiones del Norte y Sur de nuestro país.

La planeación del SEN se realiza con base a criterios claramente definidos para la instalación de nuevas Centrales Eléctricas para garantizar el suministro eléctrico con suficiencia, eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad. El suministro eléctrico es un servicio de interés público, social y colectivo y el enfoque se debe centrar en el uso óptimo de nuestros recursos naturales y energéticos.

La Secretaría de Energía (SENER) dirige la Planeación del SEN, garantizando en todo momento el suministro continuo de energía eléctrica actual y anticipándose a los requerimientos futuros del país, tanto para la población como para la planta productiva nacional, la cual continúa creciendo de la mano de los grandes cambios geopolíticos recientes. Por ello es de particular importancia el modelaje matemático realizado para la integración de este programa, modelaje que contempla diversos escenarios de crecimiento demográfico, económico, sectorial, regional, de condiciones futuras del clima, disposición de recursos naturales y de combustibles, los cuales son los principales determinantes de los pronósticos de crecimiento de la demanda, del consumo y de la generación de electricidad, mismos que se exponen a detalle en el presente documento.

Por su parte, los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) aquí presentados se llevan a cabo con base en una rigurosa planeación, la cual busca satisfacer:

¹ INEGI. https://www.inegi.org.mx/contenidos/saladeprensa/aproposito/2023/EAP_DMPO23.pdf



Torres de transmisión, Heliodoro Castillo, Guerrero.
Comisión Federal de Electricidad.

1. La demanda actual y futura de energía eléctrica
2. La reducción de los costos del suministro eléctrico para la población nacional y sectores económicos
3. La conservación y mejora de la confiabilidad del SEN
4. La protección ambiental y la transición energética ordenada

En este contexto, este documento presenta las propuestas de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, cumpliendo con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y en la Ley de Transición Energética.

Las acciones del Gobierno de México también comprenden la ejecución de proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, entre los que se encuentran las centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como la rehabilitación, modernización y equipamiento de Centrales Hidroeléctricas en operación, con el fin de lograr el máximo aprovechamiento de los activos de esta empresa del Estado. El PRODESEN contempla la recuperación de la capacidad de generación de la CFE a fin de que esta empresa del Estado continúe sosteniendo firmemente al SEN, como lo ha venido haciendo ininterrumpidamente desde 1937.

Dentro de la planeación del SEN se establecen los proyectos de infraestructura para cumplir con los compromisos internacionales en materia ambiental para la reducción de emisiones y mitigación del cambio climático, por lo que este Programa contempla el incremento ordenado de la generación eléctrica con energías limpias y renovables y el desarrollo de la infraestructura de red necesaria para su interconexión a la RNT y las RGD.

El futuro demanda que se haga hoy un uso más racional y sostenible de todos nuestros recursos energéticos y de todas las tecnologías disponibles para el desarrollo nacional. Al presentarse esta edición del PRODESEN 2024-2038 se da cumplimiento a la política energética en materia de electricidad, cumpliendo con la normatividad de planeación del SEN y refrenda el compromiso del actual Gobierno de México para lograr la transición energética ordenada, alcanzar la autosuficiencia y la soberanía energética de nuestra nación.

Mtro. Miguel Ángel Maciel Torres
Secretario de Energía

