

# 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 fotovoltáica, Santa Rosalía, Baja California. Central nucleoeléctrica, 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	60
2024-2038	69
3.16 Movilidad Eléctrica 2024-2038	71
3.17 Generación Distribuida 2024-2038 3.17.1 Generación Distribuida Fotovoltaica 2024-2038	74
3.18 Demanda Máxima 2024-2038	74 77
3.16 Demanda Maxima 2024-2036	//
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 93
4.2.2.1 Adiciones de Capacidad Instalada 2024-2027	93
4.2.2.2 Adiciones de Capacidad Instalada 2028-2038 4.2.2.3 Adiciones de Capacidad Instalada de Proyectos	93
4.2.2.3 Adiciones de Capacidad Instalada de Proyectos Estratégicos	94
Estrategicos	94

PRODESEN 2024-2038



4.2.3 Capacidad de Sustitución o Retiro por Modernización de Centrales Eléctricas	0.5
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 5.4 Proyectos Instruidos por SENER de 2015 a 2023	107 108
5.4.1 Proyectos Instruidos por SENER de 2013 à 2023 5.4.1 Proyectos Instruidos por SENER en operación	108
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	110
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)	1//
6.3.2 Modernización de Interruptores de Media Tensión de Subestaciones	144
de Distribución	145
6.3.3 Modernización de Transformadores de Distribución de Media Tensión	143
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



<ul> <li>6.6 Acceso Abierto a la Generación Distribuida (GD)</li> <li>6.6.1 Capacidad de Alojamiento de GD de las RGD</li> <li>6.7 Electrificación de Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas</li> <li>6.7.1 Fondo de Servicio Universal Eléctrico</li> </ul>	151 151 152 152
Anexo 1 Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional	153
A1.1 Conformación del Sistema Eléctrico Nacional	155
Al.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
Al.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	166
Anexo 2. Información Básica de Proyectos Identificados	207
Glosario de Términos	263

PRODESEN 2024-2038



## 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 <sub>2</sub> 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

FINK CET CHENNE FROM THE CHENNE FROM THE CHENNES OF THE CHENNESS OF THE CHENNE



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 Infraestuctura 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 Permisionarios 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 Permisionarios, 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

PRODESEN 2024-2038 11

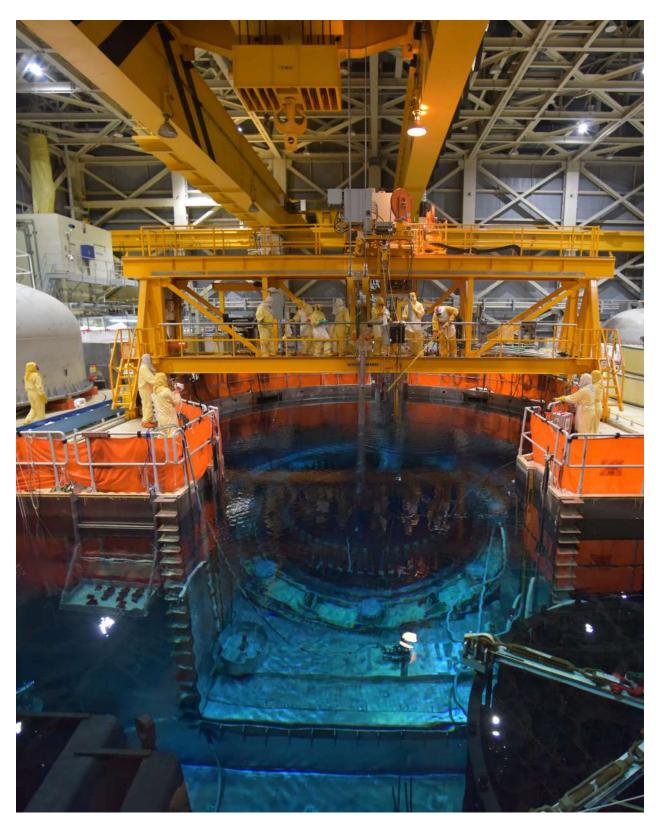


Cuadro 6.5	Monto de inversión del programa de modernización de las RGD (millones de pesos)	144
Cuadro 6.6	Modernización de subestaciones de distribución (transformadores alta/media tensión), millones de pesos	145
Cuadro 6.7	Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución (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
	<b>Cuadro A1.8.1</b> Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología y Entidad Federativa (MW) de la CFE en operación al 31 de diciembre 2023	188
	<b>Cuadro A1.8.2</b> Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología y Entidad Federativa (MW) de los PIE en operación al 31 de diciembre 2023	189
	<b>Cuadro A1.8.3</b> Capacidad instalada por tipo de tecnología y Entidad Federativa (MW) de PEMEX en operación al 31 de diciembre 2023	189
	<b>Cuadro A1.8.4</b> Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología térmica y Entidad Federativa (MW) de los permisionarios en operación al 31 de diciembre 2023	190

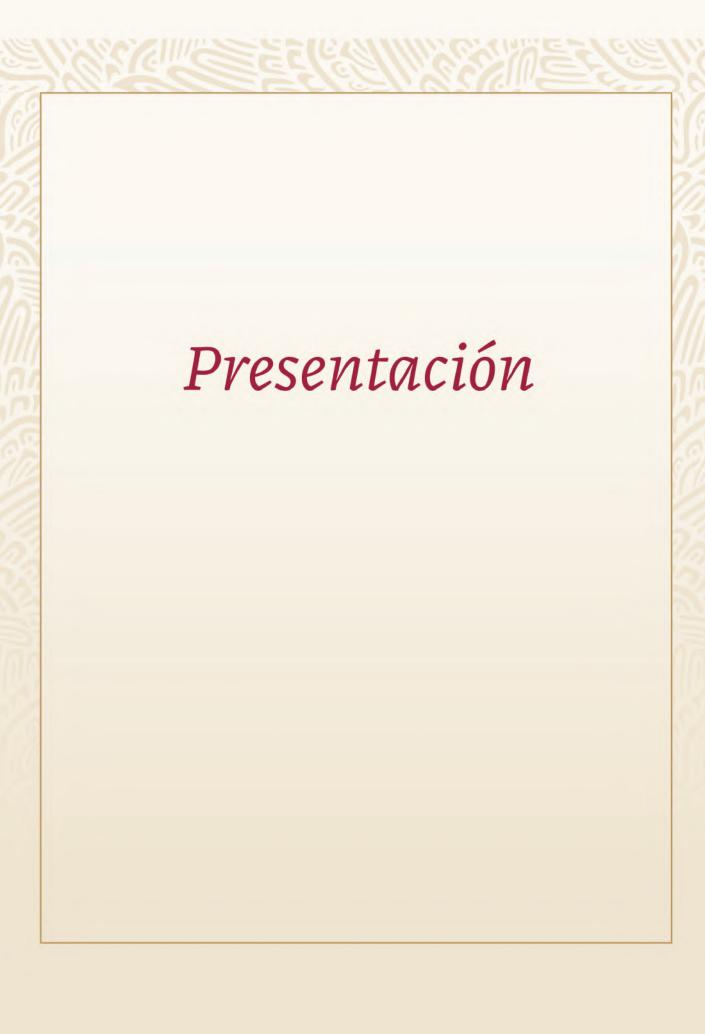


	<b>Cuadro A1.8.5</b> Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología eoloeléctrica y Entidad Federativa (MW) de los permisionarios al 31 de diciembre 2023	19 <sup>-</sup>
	<b>Cuadro A1.8.6</b> Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología fotovoltaica y Entidad Federativa (MW) de los permisionarios en operación al 31 de diciembre 2023	19 <sup>-</sup>
	<b>Cuadro A1.8.7</b> Capacidad instalada interconectada por tipo de tecnología y Entidad Federativa(MW) de los permisionarios en operación al 31 de diciembre 2023	192
	<b>Cuadro A1.8.8</b> 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
	<b>Cuadro A1.8.9</b> 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	20 <sup>-</sup>
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 nucleoeléctrica,** Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz. Comisión Federal de Electricidad.





**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:

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> INEGI. https://www.ineqi.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





**Central de ciclo combinado,** Agua Prieta, Sonora. **Central fotovoltaica,** Santa Rosalía, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es el documento que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual establece los objetivos, metas, estrategias y prioridades que deberán adoptarse para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico, procurando que su operación y desarrollo se realice en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; para lo cual, deberá dar cumplimiento de los compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático y considerar las necesidades de proyectos de inversión que los transportistas y distribuidores deben llevar a cabo.

#### 1.1 NORMATIVIDAD

El PRODESEN está sustentado en los artículos 4, párrafo quinto, 25, párrafos primero, tercero y quinto, 26, apartado A, 27, párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (La Constitución), que establecen la obligación del Estado de garantizar el derecho a un medio ambiente sano; los principios de rectoría económica del Estado; Planeación del desarrollo nacional; actividades estratégicas y la regulación de actividades económicas reservadas al Estado. La energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido, que es parte de un servicio de interés público de primera importancia, sobre el cual se proyectan distintos principios previstos en los artículos 25, 27 y 28 constitucionales<sup>2</sup>. El Estado no podría garantizar los derechos a la salud, a la vivienda, a la alimentación e, incluso, a la libertad de expresión e información sin un acceso efectivo al Suministro Eléctrico, ya que este forma parte del derecho que, como seres humanos, tenemos en nuestra concepción integral de vida, involucrando los aspectos comerciales, sociales y laborales. El fomento al crecimiento económico, al empleo, la justa distribución del ingreso y la riqueza, así como los derechos económicos, sociales,

culturales y ambientales solo pueden hacerse efectivos, siempre y cuando el Estado los garantice<sup>3</sup>.

En materia de energía eléctrica, los artículos 25, párrafo quinto y 27, párrafo sexto de la Constitución disponen que la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación, estableciéndolas como áreas estratégicas.

Además, en el artículo 26 constitucional en su apartado A, se sientan las bases para la organización de un sistema de planeación del desarrollo nacional a través de un PND al que se sujetarán los programas de la Administración Pública Federal. Asimismo, señala que corresponde al Poder Ejecutivo establecer los procedimientos de participación y consulta popular en el sistema nacional de planeación democrática y los criterios para la formulación, instrumentación, control y evaluación del plan y los programas de desarrollo, así como los órganos responsables del proceso de planeación.

Acorde a lo anterior, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019–2024, en su apartado III. Economía, establece como uno de los objetivos, el Rescate del sector energético, el cual dispone que la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella, la transición energética dará pie para impulsar el surgimiento de un sector social en ese ramo, así como para alentar la reindustrialización del país.

Por su parte, el artículo 28, párrafo cuarto constitucional, prevé que la planeación y el control del SEN, la generación de energía nuclear y el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, como áreas estratégicas, y que le

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 50, cuarto párrafo.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 40, segundo párrafo.



corresponden a la Nación de manera exclusiva, sin que ello constituya monopolios.

Que el artículo 107 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) tendrá a su cargo el Control Operativo del SEN, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, y que desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación del referido Sistema en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Deben destacarse las siguientes disposiciones que rigen las actividades objeto del PRODESEN, siendo este un instrumento de planeación a largo plazo que contemple los requerimientos de infraestructura necesaria para satisfacer el consumo y la demanda de energía eléctrica del país, así como las estrategias que permitirán incrementar la confiabilidad y el desarrollo del SEN, a efecto de satisfacer las necesidades de energía eléctrica para el desarrollo social y económico del país, garantizando el acceso universal a precios asequibles para la población y buscar disminuir la dependencia energética:

- · La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), en su artículo 9 confiere a las dependencias y entidades de la Administración Pública Centralizada y Paraestatal el mandato de conducir sus actividades en forma programada, con base en las políticas que establezca el Ejecutivo Federal para el logro de los objetivos y prioridades de la planeación nacional del desarrollo. Asimismo, su artículo 33, fracciones I, V y XXIX, faculta a la SENER para establecer, conducir y coordinar la política energética del país, para lo cual podrá realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia; llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos y fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional; así como fijar la política para establecer nuevas centrales eléctricas.
- · La Ley de Planeación, en su artículo 4, señala que es responsabilidad del Ejecutivo Federal conducir la Planeación nacional del desarrollo con la participación democrática de la sociedad, entendida en términos del artículo 3, como la ordenación racional y sistemática de acciones que tiene como propósito la transformación de la realidad del país, de conformidad con las normas, principios y objetivos que la propia Constitución

- y la ley establecen. Asimismo, su artículo 16, fracción VIII confiere a las dependencias de la Administración Pública Federal la facultad para coordinar la elaboración y ejecución de los programas especiales y regionales que correspondan conforme a su ámbito de atribuciones. Por su parte, el segundo párrafo del artículo 22 dispone que los programas observarán congruencia con el PND.
- En la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) se establecieron distintas previsiones encaminadas a regularizar como debe operar el acceso a la RNT y a las RGD, todo ello, con la finalidad de no saturarlas y garantizar la estabilidad del SEN, esta ley contiene, entre otras disposiciones, las siguientes:
  - a) En su artículo 1°, párrafo primero establece que dicha ley tiene como finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continúa, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes:
  - b) Define en su artículo 3, fracción XXXII al PRODESEN como el documento expedido por la SENER que contiene la Planeación del SEN y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD;
  - c) La fracción segunda del artículo 4 establece que el Suministro Eléctrico es un servicio de interés público y que las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del SEN son de utilidad pública y se sujetarán a las obligaciones del servicio público y universal, en términos de la ley y de las disposiciones aplicables;
  - d) El artículo 6 dispone que la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica, la establecerá el Estado y la ejecutará a través de la SENER y la CRE en el ámbito de sus respectivas competencias y tendrá como objetivos los siguientes:
  - Garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN;



- Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de Sustentabilidad;
- Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria Eléctrica;
- Propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respetando los derechos humanos de las comunidades y pueblos;
- Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional;
- Apoyar la universalización del Suministro Eléctrico, y
- · Proteger los intereses de los Usuarios Finales.
- e) Faculta en su artículo 11, fracción III, a la SENER para dirigir el proceso de planeación y elaboración del PRODESEN;
- La Ley de Transición Energética (LTE), en su artículo 14, fracciones VII y XVI faculta a la SENER entre otros para incorporar la instalación de Centrales Eléctricas con Energías Limpias en la planeación indicativa del crecimiento de la infraestructura eléctrica; así como promover la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al SEN.
- La Ley de Energía Geotérmica (LEG), en su artículo 7, fracción II, establece que la SENER está facultada para elaborar y dar seguimiento a los programas institucionales, de fomento a la industria geotérmica.
- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear, en su artículo 12, señala que las actividades que conforman la industria nuclear, entre las que se encuentra el aprovechamiento de los combustibles nucleares con fines energéticos que resulta en la generación de electricidad, se llevarán a cabo en los términos de los programas que apruebe el Ejecutivo Federal por conducto de la SENER.
- La Ley General de Cambio Climático (LGCC), en su artículo 7, fracción XXIII, establece como atribución de la federación desarrollar programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en materia de energía eléctrica, para lograr el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos fósiles y renovables del país.
- El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) establece en su artículo 5, que para la elaboración del PRODESEN deberán considerarse, al menos, los pronósticos de la

demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica; la Política de Confiabilidad establecida por la SENER, 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 RNT y las RGD; la Política de Confiabilidad; los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del SEN; la coordinación con el programa de expansión de la Red Nacional de Gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, así como el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD. Asimismo, en su artículo 9, último párrafo destaca que en el mes de mayo de cada año la SENER publicará el PRODESEN, una vez autorizados los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD.

#### 1.2 ALCANCE

Conforme a lo dispuesto en los artículos 3, fracción XXXII, 13 párrafo primero, 14 párrafo cuarto, de la LIE, y 5 del RLIE, el PRODESEN deberá considerar:

- Los aspectos más relevantes del PIIRCE, de los que se desprenda la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del SEN, y
- Los aspectos más relevantes del PAMRNT y PAMRGD, tomando en cuenta el análisis costobeneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización previstos en dichos programas.

## 1.3 PROGRAMAS

## Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)

Estos programas se desarrollan anualmente y consideran los proyectos de Centrales Eléctricas que se incorporarían al SEN en los próximos 15 años que minimicen el valor presente neto de los costos totales del mismo, especificando su capacidad, tipo de tecnología y ubicación; así como el retiro de las unidades de generación o Centrales Eléctricas que los Generadores están obligados a notificar al





**Central hidroeléctrica,** La Yesca, Nayarit. Comisión Federal de Electricidad.

CENACE, en términos del artículo 18, fracción IV de la LIE.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la LIE, el objetivo del PRODESEN es promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del SEN y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, tomando en consideración las metas previstas en el artículo Tercero Transitorio de la LTE.

El PIIRCE sirve de base para que el CENACE esté en posibilidad de integrar los casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT.

# Programas de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM y de las RGD que no correspondan al MEM.

Se elaboran anualmente, con una proyección de 15 años, mediante los cuales se busca minimizar los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los

criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Red Eléctrica; durante su elaboración, se deben tomar en cuenta los programas previos y las obras e inversiones que se encuentren en ejecución, en términos del artículo 9 del RLIE.

# 1.4 ACUERDOS, TRATADOS Y COMPROMISOS INTERNACIONALES

Como parte de los compromisos asumidos por el Estado mexicano, plasmados en Acuerdos y Tratados Internacionales, el PRODESEN tiene sustento en los siguientes instrumentos:

 La Declaración Universal de los Derechos Humanos en su artículo 25, estipula que toda persona y su familia tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure la salud, el bienestar, la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios. Estos principios están alineados con los objetivos del PRODESEN, que es procurar la



operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, de forma tal que la población pueda tener acceso a la energía eléctrica, y que debe entenderse como condición indispensable para tener un nivel de vida adecuado.

- En el mismo sentido, el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales en su artículo 11 párrafo 1, reconoce el derecho de toda persona a disfrutar de un nivel de vida adecuado tanto para ella como para su familia, lo cual incluye el acceso a alimentación, vestido y vivienda adecuados, así como a la mejora continua de las condiciones de vida.
- De manera complementaria a lo anterior, la Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer, en su artículo 14 párrafo segundo inciso h), mandata a los Estados Parte adoptar todas las medidas apropiadas para eliminar la discriminación contra la mujer en las zonas rurales a fin de asegurar en condiciones de igualdad entre hombres y mujeres, asegurando el derecho a gozar de condiciones de vida adecuadas, particularmente en las esferas de la vivienda, los servicios sanitarios, la electricidad y el abastecimiento de agua, el transporte y las comunicaciones.

## Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

La CMNUCC fue firmada por el Gobierno de México el 13 de junio de 1992 y aprobada unánimemente por la Cámara de Senadores del H. Congreso de la Unión el 3 de diciembre del mismo año.

La Convención entró en vigor en 1994 y ha sido ratificada por 196 países (Partes de la Convención), que han establecido el objetivo último de lograr la estabilización de las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera con el fin de impedir interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Además, este nivel debe lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Para que la aplicación de la Convención sea efectiva, se elaboran propuestas que son aprobadas por todas las partes por consenso en la Conferencia de las Partes (COP), órgano Supremo en el que se reúnen las Partes de la Convención para la adopción de decisiones. La COP se reúne una vez al año desde 1995 y tienen el mandato de revisar la implementación de la Convención y negociar nuevos compromisos.

#### Acuerdo de París

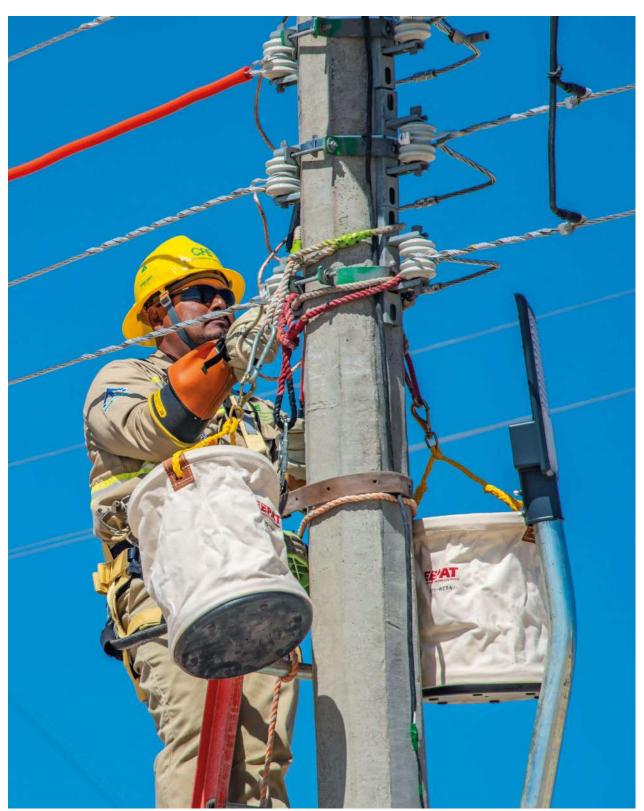
Este acuerdo compromete a las naciones, tanto desarrolladas como en vía de desarrollo, a trabajar unidas, de manera ambiciosa, progresiva, equitativa v transparente, para limitar el incremento de la temperatura global por debajo de 1.5 °C. Este instrumento dispone en su artículo 7 párrafo 9, que cada una de las Partes deberá emprender procesos de planificación de la adaptación al cambio climático y adoptar medidas, como la formulación o mejora de los planes, políticas y/o contribuciones pertinentes que podrán incluir la formulación y ejecución de los planes nacionales de adaptación, así como la vigilancia y evaluación de dichos planes. programas y medidas de adaptación. México ratificó el Acuerdo el 21 de septiembre de 2016, el cual entró vigor el 4 de noviembre de 2016.

### Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible

La Agenda plantea 17 objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Además de erradicar la pobreza en el mundo, estos objetivos incluyen asegurar el acceso al agua y la energía, promover el crecimiento económico sostenido, adoptar medidas urgentes contra el cambio climático, promover la paz y facilitar el acceso a la justicia. El objetivo 7 se refiere a garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

El Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático es el organismo internacional encargado de evaluar la información científica en materia de cambio climático y de sus potenciales impactos ambientales y socioeconómicos. Los trabajos del Panel se realizan a través de un proceso de revisión de las contribuciones voluntarias de investigación de miles de científicos de todo el mundo que, de manera periódica, se constituyen en reportes de evaluación que consolidan la información científica más actualizada y se presentan como insumos para quienes toman las decisiones.





**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.

2

Criterios de planeación para la incorporación de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional



Central de ciclo combinado, Santiago de Querétaro, Querétaro. Central geotérmica, Chignautla, Puebla. Comisión Federal de Electricidad.



El cambio tecnológico conlleva el reto de adoptar nuevas tecnologías para la generación y uso de energía eléctrica, lo cual requiere de criterios claros dentro de las políticas para incorporar nuevas Centrales Eléctricas para satisfacer las necesidades de consumo de energía eléctrica de manera coordinada con la planeación de las redes de Transmisión y Distribución.

Este conjunto de cambios conlleva a una transición energética ordenada, por lo cual, la Planeación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP); así como, de los mercados eléctricos deben adaptar sus diseños para incorporar los conceptos relacionados con la integración de generación de energía eléctrica renovable intermitente; así como, prever la instalación de recursos de flexibilidad y de respaldo con generación firme que mitigue su intermitencia, y que garantice su viabilidad así como la seguridad, continuidad y confiabilidad del Suministro Eléctrico a largo plazo.

La experiencia internacional demuestra que los SEP con una penetración de más del 30%4 de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables intermitentes representan un reto en ingeniería para garantizar la estabilidad y la seguridad de la operación y control del Sistema Eléctrico, debido a la reducción de la inercia en el sistema eléctrico y a la necesidad de recursos flexibles de generación que den un respaldo a la intermitencia de la generación renovable intermitente; así como, a las necesidades de red de transmisión adicional para reducir la congestión y tener la capacidad de transmitir la generación en las zonas de alto potencial de generación renovable a los centros de consumo.

Actualmente, para cumplir con las metas propias de cada país en la reducción de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GyCEI), los SEP tienen una participación conservadora degeneración renovable intermitente, lo que ha permitido la operación razonable de los distintos mercados eléctricos, sin embargo, bajo una participación dominante de la generación renovable intermitente, deberá

modificarse la planeación y los criterios operativos para asegurar la confiabilidad, seguridad, calidad y continuidad del SEN.

La planeación del SEN incluye los criterios para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de consumo en México, cuyo propósito principal es garantizar el suministro de energía eléctrica, con el fin de proteger y defender el interés público, social y colectivo.

En el corto y mediano plazos, la política de planeación establece nuevas Centrales Eléctricas que deberán garantizar el uso apropiado y eficiente de los recursos energéticos, de los elementos del SEN; así como, a satisfacer las necesidades de México y garantizar la viabilidad económica en las inversiones de largo plazo que se requieren para el desarrollo nacional, sin afectar las inversiones del Estado y permitiendo la contribución del sector social y privado, alineando la regulación vigente de la Industria Eléctrica.

### 2.1 MARCO REGULATORIO

La Constitución en el artículo 25 establece que:

(...)

Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional

(...)

El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución

(...)

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

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> MISO's Renewable Integration Impact Assessment (RIIA), February 2021.



empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan.

(...)

Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente

(...)

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución

(...)"

La Constitución en el artículo 27 establece que:

"(...)

La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana

(...)

Corresponde exclusivamente a la Nación la Planeación y el control del sistema eléctrico nacional (...)"

La Constitución en el artículo 28 establece que:

"(...)

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: (...) la Planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica (...)"

En la resolución emitida por la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la controversia constitucional 212/2018, al interpretar el artículo 25 de la Constitución Federal, se señaló que, con fundamento en ese precepto, el desarrollo nacional habrá de ser sustentable conforme a los criterios de equidad social y productividad y que la Constitución mandata impulsar la economía sujeta al interés público y al uso de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente<sup>5</sup>.

Es de destacarse que, la energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido, que es parte de un servicio público de primera importancia, sobre el cual se proyectan distintos principios previstos en los artículos señalados en este apartado de la Constitución<sup>6</sup>.

La LIE establece que:

Artículo 1

(...)

"Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes."

Artículo 2

(...)

"La Planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas."

(...)

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 8, cuarto párrafo

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 50, cuarto párrafo



Artículo 11 La SENER está facultada para:

" I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica (...)

III. Dirigir el proceso de Planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional:

(...)

VIII. Llevar a cabo los procedimientos de consulta, y resolver sobre las evaluaciones de impacto social para proyectos de infraestructura relacionados con la industria eléctrica:

XII. Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, incorporando los requisitos a que se refiere la fracción IX del presente artículo;

XIII. Preparary coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional; (...)

XIX. Establecer obligaciones de cobertura para el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas e instrumentar los mecanismos para dirigir recursos económicos a este fin:

XX. Autorizar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el CENACE o por los Distribuidores y solicitar cambios a los mismos, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE;

XXI. Instruir a los Transportistas y los Distribuidores la ejecución de los proyectos contenidos en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

(...)

XXVII. Vigilar la aplicación de las metodologías para evaluar la rentabilidad y retornos sobre el capital reportados por las empresas productivas del Estado y sus empresas productivas subsidiarias integrantes de la industria eléctrica;

(...)"

Artículo 13

"Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

La Secretaría podrá preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional."

Por ello, para garantizar la confiabilidad y seguridad del despacho debe ser considerado, conforme al Texto Constitucional vigente, como presupuesto necesario para el funcionamiento del SEN<sup>7</sup>.

Del RLIE "Artículo 5.- Para la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se deberá considerar al menos:

(...)

II. 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:

(...)

IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

V. La coordinación con la Planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y

VI. 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 LOAPF establece en su artículo 33 que "a la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 24, primer párrafo.



(...)

I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas...

(...)

V. Llevar a cabo la Planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables."

"La Planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;"

(...)

"XXIX. Fijar la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y a dicha política de eficiencia energética de la industria eléctrica, así como establecer los requerimientos obligatorios en materia de energías limpias para la generación eléctrica;

(...)"

El marco regulatorio vigente permite al Estado a través de la SENER y el CENACE cumplir con el mandato constitucional y con las leyes secundarias en relación a la Planeación del SEN, a través de una perspectiva integral que demanda el interés general, alentando y protegiendo la actividad económica que realicen las Empresas Productivas del Estado y del sector privado y con ello se contribuya al desarrollo económico nacional.

Lo anterior, siempre promoviendo la competitividad e implementado políticas que cuiden en todo momento que la nación promueva la participación de la iniciativa privada en las modalidades que dicte el interés público, con el objeto de que el aprovechamiento de los recursos naturales sea con una distribución equitativa para el desarrollo y equilibrio del país, y mejorando las condiciones económicas, sociales y de vida de la población.

## 2.2 CRITERIOS DE PLANEACIÓN

- La planeación del SEN como área estratégica del Estado deberá garantizar el suministro de energía eléctrica en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad para el desarrollo económico nacional en los horizontes de corto, mediano y largo plazos, impulsando, con un trato equitativo, a las Empresas Productivas del Estado y del sector privado, teniendo como fin la protección y defensa del interés general.
- Es una facultad exclusiva del Estado tomar sus propias decisiones a través de la SENER sobre la planeación del SEN y del uso de los recursos energéticos necesarios para garantizar de forma eficiente, confiable, continua, segura, con calidad y sostenible un Suministro Eléctrico accesible y asequible a todos los habitantes del país.
- La planeación del SEN deberá buscar el desarrollo equilibrado, confiable, eficiente y sostenible regional del país en materia de generación de energía eléctrica, con el fin de mejorar las condiciones de vida de la población y con una visión a largo plazo.
- La planeación del SEN en materia de generación de energía eléctrica deberá buscar el equilibrio de las finanzas públicas y el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado, permitiendo que el sector privado de manera coordinada y equitativa contribuya al desarrollo nacional en esta materia. En todo momento el SEN es considerado estratégico y de seguridad nacional.
- La planeación del SEN en materia de generación de energía eléctrica deberá buscar bajo condiciones de viabilidad técnica y económica la incorporación gradual y ordenada de energías limpias, haciendo uso de los recursos energéticos disponibles, considerando el respeto y conservación del medio ambiente, así como mejorar la calidad de vida de los habitantes en las diferentes regiones del país.



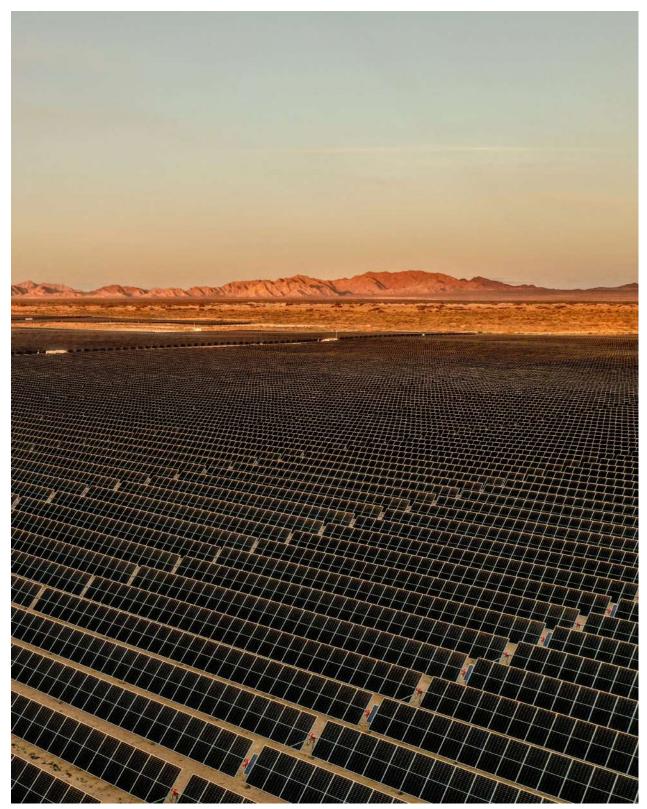
- La planeación del SEN en materia de Transmisión y Distribución de energía eléctrica deberá garantizar, bajo condiciones de viabilidad técnica y económica, en todo momento el Suministro Eléctrico, cumpliendo los objetivos establecidos por la SENER y los requerimientos técnicos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- La planeación del SEN deberá impulsar y proteger el desarrollo de cadenas productivas regionales para el desarrollo tecnológico nacional en materia de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica, a fin de fortalecer las oportunidades comerciales que representa para nuestro país el "nearshoring".
- La planeación del SEN deberá conservar la estabilidad de la operación y el control para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, que tenga como fin lograr una transición energética con una diversificación y un balance en la matriz de generación adecuada entre la generación renovable intermitente y la generación firme, de conformidad con las Políticas Energéticas cumpliendo con los requerimientos de respaldo de generación necesarios.
- La planeación del SEN deberá considerar aspectos relacionados con el comportamiento dinámico y transitorio, así como de las protecciones eléctricas del Sistema, para hacer frente a la incertidumbre inherente de las variables eléctricas que forman al proceso de generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica, con el objetivo de cumplir con la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Suministro Eléctrico al menor costo para los Usuarios, y no solo en términos de garantizar la suficiencia.
- La planeación del SEN deberá garantizar el derecho humano a una vida digna, el derecho a un medio ambiente sano, el derecho a la salud y alineado a la política de ocupación o afectación superficial del terreno, para satisfacer la demanda eléctrica de la población y necesidades del país.
- La planeación del SEN deberá evaluar la viabilidad de la propuesta de cada Central Eléctrica de los interesados en interconectarse al SEN, considerando la ubicación, la tecnología; así como, las capacidades técnicas, económicas y financieras.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.

- La planeación del SEN deberá observar el cumplimiento del marco jurídico vigente y de los Acuerdos Internacionales en materia de cambio climático, bajo condiciones de viabilidad técnica y económica para el Estado, garantizando el derecho a un Suministro Eléctrico a precios asequibles a toda la población, sin afectar las finanzas públicas y a las Empresas Productivas del Estado.
- · La planeación del SEN deberá considera las condiciones y los mecanismos para garantizar el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas sin electrificar.
- La planeación del SEN fomentará la generación de energía con fuentes renovables y tecnologías sustentables, y coadyuvará a la reducción de las emisiones del sector energético, promoviendo la participación comunitaria y su aprovechamiento local, así como la inversión.





**Central fotovoltaica,** Puerto Peñasco, Sonora. Comisión Federal de Electricidad.





Central de ciclo combinado, Santiago de Querétaro, Querétaro. Central geotérmica, Chignautla, Puebla. Comisión Federal de Electricidad.



La planeación del desarrollo del SEN parte del análisis de la demanda y del consumo de electricidad para el mediano y largo plazo, incluyendo las estimaciones de demanda máxima integrada (bruta y neta) y consumo de energía eléctrica. Ello permite diseñar de manera óptima el desarrollo y la expansión de capacidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la proveeduría de insumos primarios.

Este capítulo presenta la situación actual de la industria eléctrica, así como las proyecciones nacionales correspondientes a tres posibles escenarios de crecimiento 2024-2038 para el consumo neto de energía eléctrica y de la demanda máxima integrada neta. Se describen las expectativas más probables de las componentes mencionadas, a partir de las cuales se determina el volumen de electricidad que será requerido y, por tanto, suministrado en todo el SEN, en sus diferentes Gerencias de Control Regional (GCR).

El crecimiento de la demanda máxima integrada neta y el consumo neto de energía eléctrica están sujetos a diversos factores entre los más determinantes se encuentran:

Crecimiento económico. Consiste en la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB). Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aires acondicionados—se dinamizan.

**Crecimiento poblacional.** Consiste en la tasa de crecimiento del número de habitantes dentro de un territorio. El crecimiento poblacional se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales, desarrollo industrial y en consecuencia más consumo de electricidad.

**Estacionalidad.** Los factores climáticos — temperaturas extremas, nevadas, lluvias—, tienden a elevar la demanda de un Sistema Eléctrico de

Potencia y con ella el consumo de energía eléctrica. En algunas situaciones, los factores climáticos — huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de energía eléctrica.

Precio de combustibles. El costo de estos repercute en las ofertas del mercado de energía eléctrica, éste a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente, en el consumo de energía eléctrica y en la demanda integrada.

Precio de la energía eléctrica. El importe de las tarifas en cada uno de los sectores de consumo influye de forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo eléctrico, así como, en la demanda máxima integrada—tarifas horarias.

**Pérdidas de energía eléctrica.** En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto Joule (I²R), con el calentamiento de los conductores eléctricos, equipos de transformación y de medición; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de la energía eléctrica.

Eficiencia energética. Un atenuador, en el crecimiento del consumo de energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética entre los usuarios finales mayormente —uso eficiente de la energía eléctrica y ahorro de energía—, teniendo también influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda máxima integrada.

**Generación Distribuida.** El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala (menor a 500 kW) —instalados en una casa habitación, comercio, edificio, pequeña o mediana industria y sector agropecuario—, pueden impactar el consumo de la energía eléctrica y el perfil de la demanda integrada de un sistema eléctrico local.

**Electromovilidad.** La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público



— mercancías, personas, local y foráneo—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente. En un sistema eléctrico aumenta el consumo de energía eléctrica y demanda integrada por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto, estos, a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo.

#### **3.1 CONSUMO NETO 2023**

El consumo neto del SEN está integrado por la energía eléctrica utilizada por el Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuarios Calificados, Autoabastecimiento Remoto, exportaciones netas, pérdidas de energía eléctrica y los usos propios del Distribuidor y el Transportista.

En 2023, el consumo neto del SEN fue de 345,439 GWh, incrementándose 3.5% respecto al 2022. Por su parte el Sistema Interconectado Nacional (SIN) creció 3.7% en 2023, siendo un crecimiento mayor en comparación con los años 2021 y 2022, donde el aumento fue de 3.4% para ambos años. Por GCR, la Peninsular tuvo el mayor crecimiento en 2023 con 10.2%, seguido de la Noroeste y la Norte con incrementos de 7.3% y 4.9%, respectivamente. Los Sistemas Interconectados: Baja California Sur creció a una tasa anual de 9.9%; mientras que Mulegé lo hizo en 5.7%; para el caso del Baja California su consumo neto disminuyó en 1.4%.

El Cuadro 3.1 muestra de manera desagregada el consumo neto por Sistema Interconectado y por GCR, en donde se observa que las GCR Occidental, Noreste, Central y Oriental, conforman el 72.8% del total del consumo neto, pues el consumo de la GCR Occidental equivale a 21.9% del total nacional; la GCR Noreste participa con el 17.9%, seguida de las GCR Central y Oriental con 17% y 16%, en ese orden. En lo que refiere a los Sistemas Interconectados BC y BCS, su contribución en conjunto es de 5.6%. En el caso de la GCR Peninsular, si bien es la de mayor crecimiento, su participación en el SIN es de 4.6%.

**CUADRO 3.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2023** 

	20	21	20	22	2023				
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.			
SISTEMA									
Eléctrico Nacional (SEN)	322,552	3.5 333,662 3.4 345,4		345,439	3.5				
Interconectado Nacional (SIN)	304,034	3.4 5.8	314,317 16,233	3.4 4.5	326,027 15,999	3.7 -1.4			
Baja California (SIBC)	15,541								
Baja California Sur (SIBCS)	2,826	8.4	2,964	4.9	3,257	9.9			
Mulegé (SIMUL)	150	1.9 148		-1.4	157	5.7			
	GERENCIA D	E CONTROI	L REGIONAL	(GCR)					
Central (CEN)	56,862	1.1	58,099	2.2	58,623	0.9			
Oriental (ORI)	52,083	4.5	53,321	2.4	55,374	3.9			
Occidental (OCC)	69,893	3.0	72,679 4.0 25,735 0.7	75,542	3.9				
Noroeste (NOR)	25,548	0.5		0.7	27,610	7.3			
Norte (NTE)	28,948	1.3	29,735	2.7	31,179	4.9			
Noreste (NES)	57,152	6.3	60,277	5.5	61,757	2.5			
Peninsular (PEN)	13,549	8.9	14,470	6.8	15,941	10.2			

**NOTA:** Las cifras pueden variar por el redondeo de decimales.

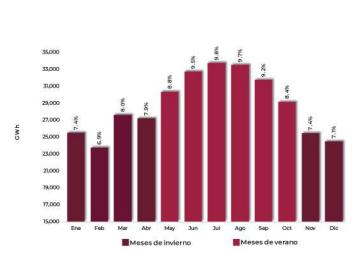
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



En la Figura 3.1 se puede observar el comportamiento estacional del consumo neto del SEN, donde en los meses de verano se tuvo el 55.4% del consumo,

mientras que en los meses de invierno se presentó el 44.6%.

FIGURA 3.1 CONSUMO NETO MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2023



PERIO	DO	CONSUMO NETO (GWh)	% MENSUAL	
	ene	25,523	7.4%	
Invierno	feb	23,776	6.9%	
IIIVIEIIIO	mar	27,622	8.0%	
	abr	27,214	7.9%	
	may	30,363	8.8%	
	jun	32,729	9.5%	
Verano	jul	33,744	9.8%	
verano	ago	33,528	9.7%	
	sep	31,788	9.2%	
	oct	29,166	8.4%	
Invierno	nov	25,473	7.4%	
IIIviemo	dic	24,512	7.1%	
TOTA	λL	345,439	100%	

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la última década (2014-2023), el consumo neto del SEN se incrementó en promedio 2.7% por año, al igual que el SIN, al pasar de 255,477 GWh a 326,027 GWh.

# **3.2 CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2023**

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía eléctrica vendida a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuarios Calificados participantes del mercado y la energía suministrada por los centros de carga con autoabastecimiento remoto.

El consumo final del SEN alcanzó 298,599 GWh, lo que representó un alza de 3.4% respecto a 2022, crecimiento inferior al presentado en 2021 y 2022, con una tasa anual de 4.1% para ambos años.

El consumo final se compone por seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo

agrícola, empresa mediana y gran industria, estos últimos concentran el 37.4% y 23.7%, respectivamente. En tercer lugar, está el sector residencial con 26.3%, le siguen el comercial, agrícola y servicios con 5.8%, 5.4% y 1.4%, en ese orden.

En la Figura 3.2, se observa que la GRC OCC concentra el 22.4% del consumo final, le siguen las GRC NES y CEN con 17.8% y 16.6%, respectivamente. Asimismo, la GRC ORI tiene el 15.6%, que en conjunto con las GCR anteriores concentran el 72.4% del consumo final. Por su parte, los Sistemas Interconectados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé suman 6%.

De igual forma, en la Figura 3.2 se puede ver la distribución de los usuarios finales por GCR y Sistema, siendo la GCR ORI la que encabeza, pues concentra 25.4% de los usuarios finales, le siguen la OCC con 24.2% y la CEN con 21.2%. Los Sistemas Interconectados albergan el 4.2% de usuarios finales. Las GCR NOR y NTE consumen el 16.7% del consumo final con 9.7% de los usuarios finales. Mientras que la GCR Peninsular consume 4.8% con 4.6% de usuarios finales.



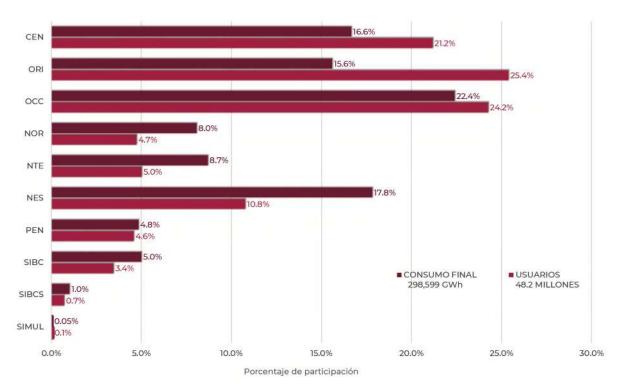


FIGURA 3.2 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS FINALES POR GCR Y SISTEMAS 2023

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

### 3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2023

Las pérdidas de energía en la RNT y en las RGD es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los transportistas, suministradores, distribuidores y operadores en un SEP. Las pérdidas de energía están integradas por las pérdidas técnicas y las no técnicas, las cuales se obtienen por diferencia entre la energía entregada y la energía consumida.

Las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule I²R) que se origina por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, tanto de transmisión y distribución, cuando circula la electricidad a través de ellos. Las pérdidas no técnicas son aquellas originadas cuando la energía eléctrica se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito, fallas o daños de los equipos de medición y errores administrativos.

En 2023, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.2% respecto al consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente menor al 12.3% de 2022. El hecho de no aumentar el porcentaje de pérdidas totales significó una mejoría, inclusive considerando que ocurrieron máximas temperaturas durante el verano en todas las regiones del país.

### 3.4 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2023

La intensidad energética es una de las medidas macroeconómicas más relevantes para conocer el estado de la economía debido a que, una mayor intensidad energética implica el empleo de más recursos energéticos para producir una unidad de riqueza económica, mayor contaminación ambiental además de menor competitividad del país y mayor déficit exterior.

El uso eficiente de la energía tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía requerida para el suministro de productos y servicios. Estas





**Central de Cogeneración,** Salamanca, Guanajuato. Comisión Federal de Electricidad

mejoras en el uso se logran generalmente por medio de estrategias de cambios tecnológicos o de procesos de producción más eficiente o a través de implementar Normas de Eficiencia Energética, métodos de certificados a equipos eficientes y también a reducción de pérdidas de energía en un Sistema Eléctrico.

La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción de las pérdidas de energía y de los costos de energía (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de Planeación, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos.

En el Figura 3.3 se muestran indicadores regionalizados de intensidad energética para la Industria Eléctrica, consumo medio y consumo per cápita. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de electricidad en relación con las características económicas y demográficas de cada Región.

En cuanto a la intensidad energética del SEN se ubicó en 14.6 Wh/\$. Se observa que las GCR CEN, PEN y ORI poseen indicadores inferiores a los del SEN, en 37.7%, 10.3% y 1.4%, respectivamente. La GCR CEN es la que menor cantidad de energía eléctrica requiere para producir una unidad de riqueza 9.1 Wh/\$. Lo anterior, debido a que en esta GCR

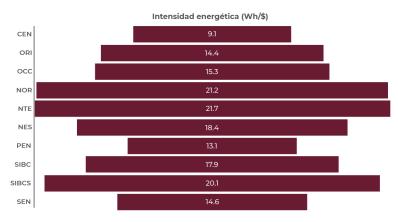
predominan las actividades económicas terciarias y son menos intensivas en el consumo de electricidad. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen la intensidad energética más alta, lo cual es atribuible a sus condiciones climáticas extremas y a su vocación agrícola e industrial. Destaca la GCR NTE con el indicador de intensidad energética más alto de 21.7 Wh/\$.

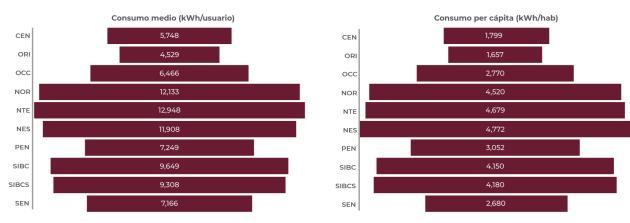
El consumo medio del SEN se ubicó en 7,166 kWh/ usuario. Este indicador analiza la relación entre el consumo de electricidad del SEN y el número de usuarios totales. Las GCR CEN, ORI y OCC poseen un consumo medio inferior al nacional debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de usuarios 70.8% del total. Las GCR ubicadas en el norte del país tienen un consumo medio superior hasta en 80.7% con respecto al SEN ocasionado por la mayor cantidad de industrias y comercios; así como, por la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país.

El consumo per cápita de electricidad del SEN es de 2,680 kWh/habitante. Este indicador nos dice la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEN y ORI, el consumo per cápita es menor en 32.9% y 38.2% con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2% de la población nacional. La GCR NES posee el consumo per cápita más alto del país 78.0% arriba de la media nacional, ya que concentra el 17.9% del consumo con sólo el 10% de la población de México.



## FIGURA 3.3 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2023





FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

#### **3.5 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2023**

El 20 de junio de 2023 se publicó en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el acuerdo de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible.

La ENME se presenta como un instrumento rector para acelerar la transición hacia una movilidad eléctrica de bajas emisiones en México, maximizando los beneficios sociales y ambientales desde una perspectiva que prioriza el transporte público en beneficio de toda la población y en atención a la crisis climática. De esta manera, se busca contribuir a un desarrollo sostenible, que

promueva la modernización inclusiva, sin dejar a nadie atrásª.

Se publicó el 14 de febrero de 2024 en el portal de la CONAMER, el acuerdo por el que la CRE expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Electromovilidad<sup>9</sup> para la integración de infraestructura de carga de vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos conectables al SEN como parte de una Red Eléctrica Inteligente.

Las presentes disposiciones tienen el objetivo general de regular la conexión ordenada de infraestructura de carga para vehículos eléctricos (VE) y vehículos eléctricos híbridos conectables (VEHC), de manera segura al SEN y el desarrollo-actualización de una

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> https://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/55366.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> No ha sido publicada en el Diario Oficial de la Federación

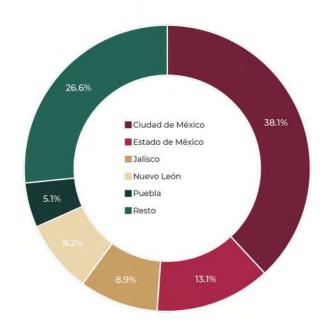


plataforma digital que permita conocer la evolución de la infraestructura de carga en México¹º.

La publicación de estos documentos está orientando paulatinamente a México hacia una movilidad eléctrica. En 2023 se vendieron 72,524° vehículos eléctricos e híbridos, que representaron el 5.3% del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de 21,459 unidades (42%) con respecto al 2022. Las cinco entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México con 15,084 unidades; el Estado de México con 5,168 unidades; seguidos por Jalisco, Nuevo León y Puebla con 3,543, 3,256 y 2,005 unidades respectivamente.

Estas cinco entidades federativas representan el 73.4% de la concentración de vehículos eléctricos, como se puede apreciar en la Figura 3.4.

# FIGURA 3.4 CONCENTRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ENTIDADES FEDERATIVAS AL 2023



**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE



**Trolebús,** Ciudad de México. Gobierno de la Ciudad de México.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VHEC y VH, para un recorrido de 300 km, son los ahorros de energía que van de un 40% a un 81%, así como una disminución en las emisiones de GEI mismas que pueden ser del 39% al 70% en comparación con un vehículo de combustión interna.

En el sector automotriz en México actualmente se encuentran instaladas 37 plantas de ensamble de vehículos, motores y transmisiones de empresas registradas en la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz A.C. (AMIA) y que están distribuidas en 12 entidades federativas<sup>12</sup>, por otra parte, en la Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones, A.C. (ANPACT), representa a la industria automotriz de vehículos comerciales de carga y pasaje, así como motores, integrada por las empresas DINA, DAIMLER BUSES MÉXICO, FOTON, FREIGHTLINER, HINO, INTERNATIONAL, ISUZU, KENWORTH, MACK, MAN, MERCEDES BENZ VANES, SCANIA, VOLKSWAGEN, VOLVO, CUMMINS y DETROIT DIESEL que cuentan con 11 plantas en ocho estados de la República<sup>13</sup> Mexicana

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> https://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/56697#.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> valores reales a noviembre 2023 y diciembre 2023

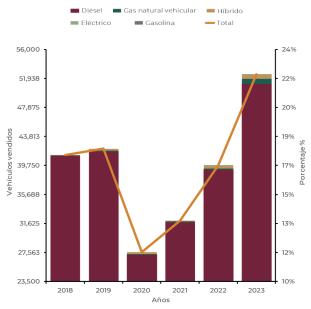
<sup>12</sup> https://www.amia.com.mx/about/plantas\_ensamble/.

<sup>13</sup> https://www.anpact.com.mx/index.php.



Las ventas que se han realizado de vehículos pesados en los últimos 6 años se pueden ver en la Figura 3.5, en el 2023 se vendieron 52,488 vehículos pesados lo que representó un incremento del 32.2% respecto al 2022, observándose que a los vehículos pesados híbridos tuvieron un incremento del 1.1% respecto al 2022, por otra parte, se observa que a partir del 2022 se empezaron a comercializar vehículos pesados eléctricos, de 5 unidades en el 2022 pasaron a 23 unidades en el 2023<sup>14</sup>.

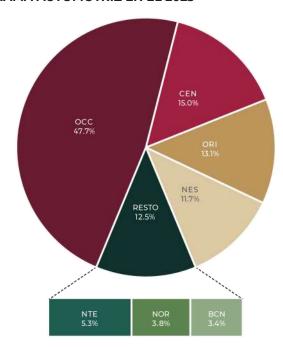
## FIGURA 3.5 VENTAS DE VEHÍCULOS PESADOS, 2018-2023



**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE e INEGI.

Derivado de lo anterior la GCR con mayor participación en el consumo de energía eléctrica de la rama automotriz es la OCC con 47.7% seguida por las GCR CEN, ORI y NES con 15%, 13.1% y 11.7% respectivamente, mientras que el SIBC y las GCR NTE y NOR presentan las participaciones más bajas, que en conjunto significan el 12.5%, esto se observa en la Figura 3.6.

## FIGURA 3.6 CONSUMO DE ENERGÍA EN LA RAMA AUTOMOTRIZ EN EL 2023



**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.

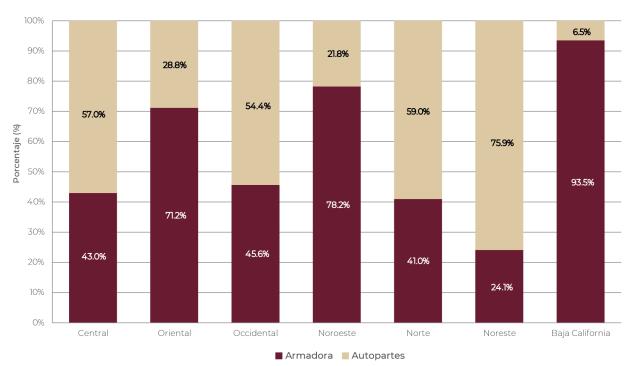
En la Figura 3.7 se presenta la distribución del consumo en 2023 dividido en las categorías de armadoras y autopartes que se encuentran distribuidas en los diferentes Sistemas Interconectados y las GCR que conforman el SEN. Se observa que en el SIBC la participación de las armadoras es la más alta registrada con un 93.5%, mientras que para el caso de la categoría de autopartes es en la GCR NES donde cuenta con un mayor porcentaje, alcanzando el 75.9% de la energía eléctrica demanda por el sector en esa región de la República Mexicana.

FRANKSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSIEFENSSI

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/iavp/#tabulados.



## FIGURA 3.7 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR AUTOMOTRIZ EN ALTA TENSIÓN POR CATEGORÍA, 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta en la Ciudad de México y Zona Conurbada con el Sistema de Transporte Colectivo Metro<sup>15</sup>, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús<sup>16</sup>, la Red de Cablebús, el Tren Suburbano<sup>17</sup>, y los primeros autobuses de Metrobús eléctricos. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey<sup>18</sup> y Guadalajara tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano<sup>19</sup>.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 528 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo neto del SEN en 2023.

### 3.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2023

La energía se puede describir como la capacidad que tiene un sistema para producir un trabajo, mismo que puede ser aprovechable por el ser humano, como es el caso de la energía eléctrica obtenida a partir de la transformación de diferentes fuentes de energía como el agua, el viento, la materia orgánica y la irradiación solar, principalmente. La Generación Distribuida es la producción de energía eléctrica a pequeña escala. En México de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica se entenderá por Generación Distribuida (GD): la generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza por un generador exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado. En esta sección se describirá la GD con capacidad menor a 0.5 MW interconectadas a las RGD.

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> STC Metro, 2021.

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> www.ste.cdmx.gob.mx.

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Suburbano. La vía rápida al bienestar.

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2021.

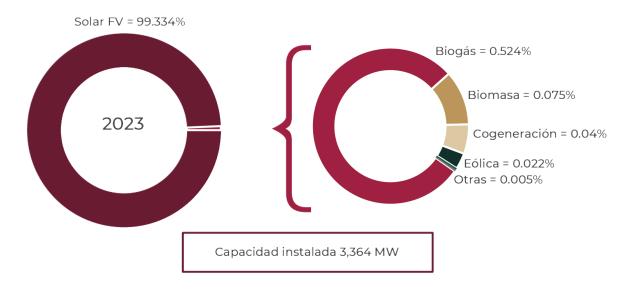
<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> SITEUR, 2021.



En 2023 la diversificación en las tecnologías de la GD se presenta en la Figura 3.8, donde se muestra la participación de la capacidad instalada

acumulada por tecnología, alcanzando un valor total acumulado de 3,364 MW.

## FIGURA 3.8 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR TECNOLOGÍA, 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE.

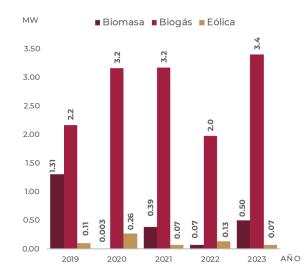


**Central fotovoltaica,** Puerto Peñasco, Sonora. Comisión Federal de Electricidad



Después de la tecnología solar fotovoltaica (FV) que es la que ha dominado desde el 2007 en la GD, es importante no perder de vista, las tres tecnologías que han presentado la mayor participación de capacidad instalada para generar energía eléctrica, en los últimos cinco años, ver Figura 3.9, biogás²º: que es una mezcla conformada principalmente por CH<sub>4</sub> (metano) y CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), que se genera a partir de la descomposición de la materia orgánica, biomasa²!: es la energía obtenida de la materia orgánica constitutiva de los seres vivos, sus excretas y sus restos no vivos, y eólica: es la energía que se aprovecha a partir del movimiento del aire.

#### FIGURA 3.9 EVOLUCIÓN 2019-2023 DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON TECNOLOGÍA BIOMASA, BIOGÁS Y EÓLICA

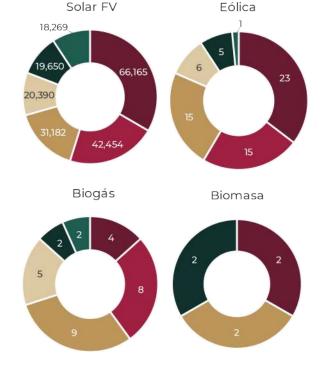


**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.

De acuerdo con información de la CFE<sup>22</sup>, los estados con mayor número de contratos de GD son: Jalisco 17.5%, Nuevo León 11.2%, Chihuahua 8.2%, Guanajuato 5.4%, Michoacán 5.2% y Yucatán 4.3%, mismos que concentran más de 198 mil contratos del total, estas entidades federativas tienen una distribución de contratos por tecnología como se muestra en la Figura 3.10.

#### FIGURA 3.10 ENTIDADES FEDERATIVAS CON MAYOR NÚMERO DE CONTRATOS DE GD POR TECNOLOGÍA







**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> https://www.gob.mx/agricultura/es/articulos/biogas-energia-natural

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> https://www.gob.mx/semarnat/articulos/que-es-la-energia-de-biomasa?idiom=es

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Portal SIRESI-GD CFE-Distribución.



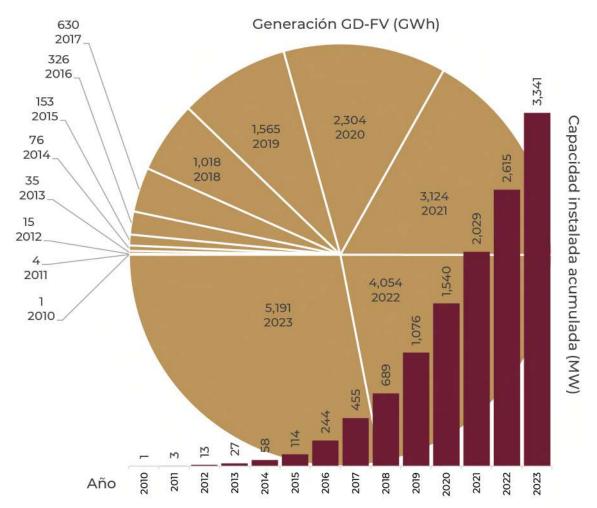
### 3.6.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON FUENTE DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En el mundo el uso de la energía solar es el que ha tomado mayor impulso, en el SEN la aportación de la GD fotovoltaica (GD-FV) ocupa más del 99.334%, al generar electricidad dentro de los Centros de Carga o fuera de los Centros de Carga, aprovechando las horas de irradiación solar durante el día. Lo anterior contribuye con los siguientes beneficios: disminución de las pérdidas por efecto Joule I<sup>2</sup>R

en la transformación y transporte al no generar la energía eléctrica desde las grandes Centrales Eléctricas con la matriz energética disponible del SEN y de esta forma también se evitan emisiones de  $CO_2$ e, al medio ambiente.

En 2023 la GD-FV del SEN alcanzó más de 400 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada de 3,341 MW con una producción de energía eléctrica de 5,191 GWh, en la Figura 3.11 se muestra el crecimiento del 2010-2023 de los conceptos antes mencionados.

## FIGURA 3.11 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA Y GENERACIÓN APORTADA POR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 2010-2023



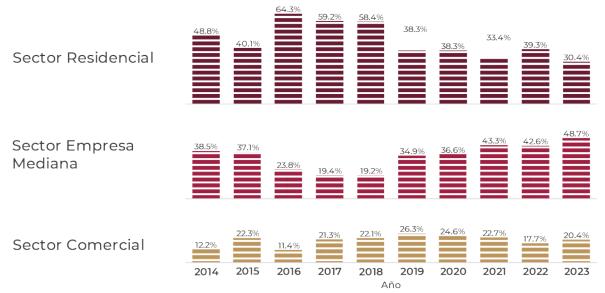
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE.



El despliegue de la GD-FV del consumo, en los polos de desarrollo o también llamados Centros de Carga, se pueden identificar en los sectores: residencial, comercial, empresa mediana, servicios y agrícola, a partir de los datos históricos 2014-2023 de Capacidad Instalada, se observa que, la más alta participación se debe al sector residencial con una contribución promedio en el periodo de

45%, seguida de la empresa mediana con 34% y alcanzando todavía un valor significativo el sector comercial con 20%, en la Figura 3.12 se presenta la evolución de la aportación histórica de estos tres sectores de consumo. El sector servicios y agrícola escasamente agrupan una participación promedio en el periodo de 0.4%.

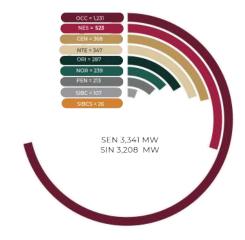
## FIGURA 3.12 EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ANUAL 2014-2023 DE LA GD-FV POR SECTOR DE CONSUMO RESIDENCIAL, EMPRESA MEDIANA Y COMERCIAL



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La contribución de la Capacidad Instalada acumulada por GCR, se presenta en la Figura 3.13, en ella se observa que en 2023 las GCR que concentran el mayor valor de capacidad instalada de GD-FV son: la GCR OCC con 36.9%, la GCR NES 15.7% y la GCR CEN con 11% que reúnen más de la mitad del total de GD-FV del SEN con alrededor de 63.5%, y con menor agrupación los SIBC y SIBCS con 3.2% y 0.8%, respectivamente. Durante el 2023 fue instalada una capacidad de 726 MW de GD-FV en las varias regiones que integran el SEN y que se estimó generaron 690 GWh.

#### FIGURA 3.13 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV POR GCR, 2023



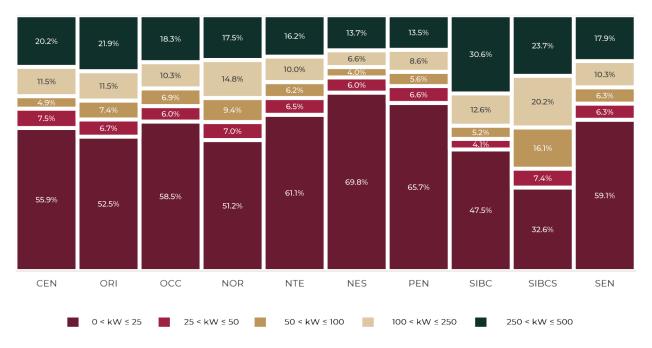
**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.



La Capacidad Instalada promedio de la GD-FV en las diferentes GCR, se encuentra con una distribución de capacidad como se puede apreciar en la Figura 3.14. Para el SEN los rangos más representativos son:  $0 < kW \le 25$  con 59.1%, seguida del rango de  $250 < kW \le 500$  con 17.9% y el rango de  $100 < kW \le 250$ 

con 10.3%. Por GCR las NTE, NES y PEN destacan por su participación superior al 60% en el rango de 0 < kW  $\leq$  25 respecto a las demás GCR y Sistemas. En sentido contrario el rango 25 < kW  $\leq$  50 se identificó como el de menor participación en el SIBC, así como el de 50 < kW  $\leq$  100 en la GCR NES.

#### FIGURA 3.14 RANGOS DE CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS DE GD-FV 2017-2023 POR SISTEMAS Y GCR



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



**Central hidroeléctrica,** Chicoasén, Chiapas. Comisión Federal de Electricidad.



# **3.7 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA 2023**

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2023, la demanda máxima integrada neta del SIN registró un valor de 51,406

MWh/h, lo que equivale a un incremento de 10.2% respecto a los 46,636 MWh/h de 2022.

En el Cuadro 3.2 se presenta la demanda máxima integrada no coincidente, se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora, también se incluyen las demandas máximas integradas netas de los Sistemas Interconectados: SIN, SIBC, SIBCS, SIMUL y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

## CUADRO 3.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN, 2023

	DEMA	ANDAS MÁXIMAS <sup>1/</sup>	DEMANDAS COINCIDENTES						
	MWh/h	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h <sup>2/</sup>					
SISTEMA									
SEN <sup>2/</sup>	54,530								
SIN	51,406	10.2%							
SIBC	3,393	2.1%		2,537					
SIBCS	660	13.4%		562					
SIMUL	32	1.4%		25					
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL									
CEN	8,458	1.0%	8,279	8,279					
ORI	8,543	6.2%	7,952	7,952					
OCC	11,308	8.6%	11,308	11,308					
NOR	5,699	9.1%	5,215	5,215					
NTE	5,331	2.5%	5,286	5,286					
NES	10,880	7.9%	10,877	10,877					
PEN	2,681	14.8%	2,537	2,537					

<sup>&</sup>lt;sup>1/</sup>Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

PRODESEN 2024-2038

<sup>&</sup>lt;sup>2/</sup>Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

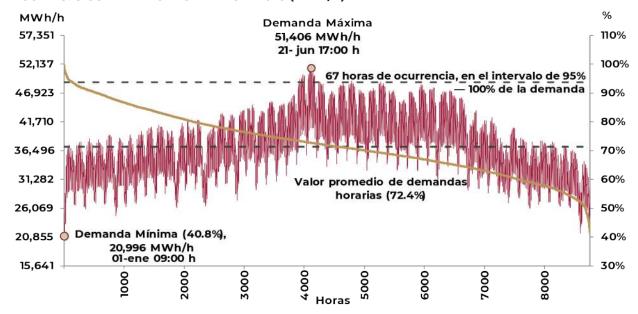


### 3.8 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2023

Las características de la demanda máxima integrada neta se muestran a través de la curva de carga del SIN 2023 las cuales son las siguientes: se concentran 67 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 40.8% de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 72.4% — factor de carga —.

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año, en contraste con los meses de primavera, en los cuales se observa una disminución de la demanda. En los meses con temperaturas bajas — invierno —, se registraron las demandas mínimas del SIN como se muestra en la Figura 3.15. Este comportamiento es característico de las regiones del norte del país y mientras que en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

#### FIGURA 3.15 CURVA DE CARGA DEL SIN 2023 (MWh/h)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

#### 3.9 ENTORNO ECONÓMICO 2023

En el Cuadro 3.3 se muestran los indicadores que explican el desempeño económico del país en 2023. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 17.7 MXN/dólares de EUA, 11.8% menor al tipo de cambio de 2022; la tasa de interés de referencia cerró en 11.3%, es decir, 75 puntos base mayor en comparación con el año previo. Por su parte, la inflación se ubicó en 4.7%, siendo 3.1 puntos porcentuales menor a la presentada en 2022. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 71.2 dólares por barril, precio menor al reportado en 2022, donde se vendió en 89.5 dólares por barril. En cuanto al consumo privado, si bien tuvo un

crecimiento de 4.4% para 2023, es menor al de 2022 donde creció 51%

En el sector externo, la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 5,464 millones de dólares EUA, monto que se compara con el déficit de 26,879 millones de dólares reportado en 2022. La Inversión Extranjera Directa, reportó 36,058 millones de dólares.

De forma global la economía mexicana creció 3.2%. Por actividad económica, las actividades primarias presentaron un avance de 1.9%, las secundarias de 3.5% y las terciarias de 3.1%.



#### **CUADRO 3.3 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS 2022-2023**

	2022	2023	
INDICADOR ECONÓMICO	ANUAL	ANUAL	
PIB Total cifras reales (%) <sup>1/</sup>	3.8%	3.2%	
Primario (Agrícola)	1.6%	1.9%	
Secundarias (Transformación)	5.3%	3.5%	
Terciarias (Servicios)	3.1%	3.1%	
Tipo de cambio (pesos/dólar) <sup>2/</sup>	20.1	17.7	
Precio del crudo mexicano (dólares por barril) <sup>2/</sup>	89.5	71.2	
Tasa de interés de referencia (%) <sup>2/</sup>	10.5	11.3	
Inflación (%) <sup>1/</sup>	7.8	4.7	
Consumo privado (%) <sup>1/</sup>	5.1	4.4	
Balanza Comercial (millones de dólares) <sup>1/</sup>	-26,879	-5,464	
Exportaciones	577,735	593,012	
Importaciones	604,615	598,475	
Inversión Extranjera Directa (millones de dólares) <sup>3/</sup>	35,292	36,058	

**NOTA:** Se ajustaron valores del INEGI de base 2013 a base

<sup>1</sup>/INEGI, Banco de Información Económica (BIE) - PIB y Cuentas Nacionales, Indicadores económicos de coyuntura. El PIB refiere al Valor Agregado Bruto. Fecha de consulta: 20 de mayo de 2024. FUENTE: INEGI. Producto Interno Bruto Trimestral. Año base 2018

- https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/default. aspx?pr=20&vr=1&in=2&tp=20&wr=1&cno=1&idr-t=3257&opc=p
- https://www.inegi.org.mx/programas/ pib/2018/#tabulados
- <sup>2</sup>/ BANXICO, Sistema de Información Económica (SIE). Fecha de consulta: 05 de marzo de 2024. https://www. banxico.org.mx/SieInternet/
- <sup>3/</sup> Secretaría de Economía, Reportes Estadísticos de Inversión Extranjera Directa (İED). Fecha de consulta: 05 de marzo de 2024.
  - · https://www.gob.mx/se/acciones-y-programas/competitividad-y-normatividad-inversion-extranjera-directa?state=published
  - file/915793/Informe\_Congreso\_2023-4T.pdf

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/

de un país<sup>23</sup>. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado con el PIB, debido a que la energía eléctrica, es un insumo importante para llevar a cabo gran parte de las actividades productivas. Esto también se refleja en el caso de los hogares, pues las familias tienen acceso a mayor cantidad de satisfactores de los cuales en su mayoría funcionan a base de energía eléctrica.

El PIB es considerado uno de los mejores

indicadores del comportamiento de la economía

La estimación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en sus Criterios de Política Económica 2024 proyectaba un crecimiento económico para 2023 en el rango de 2.5% y 3.5%, resultando un crecimiento real de 3.2%. El tercer trimestre presentó el mayor auge con un alza de 3.5% respecto al mismo trimestre de 2022, impulsado por el buen desempeño de las actividades primarias y secundarias, en específico de la construcción y la agricultura. En lo referente a la industria eléctrica, en 2023 su PIB creció 3.7%<sup>24</sup>.

El consumo neto de energía eléctrica en 2023 registró un incremento de 3.5%, en 2022 se tuvo un crecimiento de 3.4% inferior al registrado en 2021 que fue de 3.5%. En cuanto a la demanda máxima integrada neta presentó un alza de 10.2%. Estas dos variables guardan una correlación directa con el crecimiento o decremento de la economía, tal y como se aprecia en la Figura 3.16, donde se muestra la evolución histórica de estos indicadores en la última década

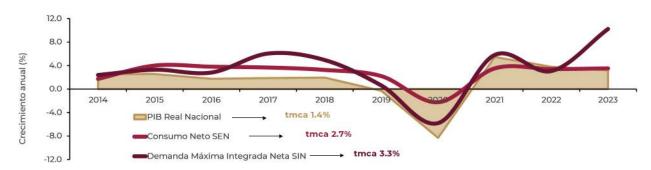
FUENTE: Elaborado por SENER.

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> INEGI. Lo que indican los indicadores: cómo utilizar la información estadística para entender la realidad económica de México/. Jonathan Heath. México, 2012.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> PIB del Sector 22 Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, suministro de agua y de gas natural por ductos al consumidor final.



#### FIGURA 3.16 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO NETO DEL SEN Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2014-2023



NOTA: Se ajustaron valores del INEGI de base 2013 a base 2018.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, se presentan las particularidades influyen en el consumo de la energía eléctrica, así que caracterizan cada GCR y Sistema Interconectado, a través de los principales indicadores económicos y demográficos que

como el comportamiento de la demanda máxima de las zonas más representativas. Ver Figura 3.17.

#### FIGURA 3.17 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR ZONA (MWh/h) EN LAS GCR DEL SEN 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



#### **GCR CENTRAL**

La GCR CEN ocupa aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2023, concentró el 25.3% de la población (32.6 millones de personas) y atendió al 21.2% de los usuarios finales de energía eléctrica. Su consumo per cápita de energía se estima en 1,799 kWh/habitante y su tasa de desocupación promedio resultó de 1.9%, siendo menor a la de 2022 donde alcanzó una tasa de 2.3%.

En 2023, la GCR CEN alojó poco menos de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 26.3% del total del país, conforme a la información presentada en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) del INEGI. Sus principales Centros de Carga se encuentran en la industria de la construcción (cementeras), industria del acero, el Sistema de Transporte Colectivo-Metro, armadora automotriz, refinería Miguel Hidalgo localizada en Tula de Allende Hidalgo y las plantas de bombeo Cutzamala. La Inversión Extranjera Directa (IED) durante 2023 representó el 37.5% del total nacional, siendo así, es la GCR que mayor inversión extranjera capta.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2024-2038, se calcula que la contribución de esta GCR al PIB nacional en 2023 sea de 27.3%, compuesto en un 83.3% por las actividades terciarias. Por su parte, las actividades secundarias sumarán 15.6%, donde el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representaría el 5.4% de dichas actividades y el 0.8% con respecto al PIB de la Gerencia. Finalmente, las actividades primarias sólo aportaran el 1.1% restante.

La GCR CEN se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur, las cuales representaron el 39.6%, 18.2% y 42.2%, respectivamente de la demanda máxima de esta GCR. Al interior de la región Valle de México Norte destaca la zona Cuautitlán como la que concentra la mayor proporción de la Demanda Máxima (16.9%). La zona Ixmiquilpan concentra el 1.4%, sin embargo, fue la que presentó el mayor incremento en la demanda durante 2023 al registrar un avance de 17.2%.

En la región Valle de México Centro, la zona Chapingo acaparó el 20.8% de la demanda máxima, sin embargo, el mayor crecimiento durante 2023 lo registró la zona Polanco con una tasa anual de 4.4%. En lo que respecta a la región Valle de México Sur, la zona Lázaro Cárdenas destaca porque, a la vez que concentró el 19.8% de la demanda máxima también

tuvo la tasa de crecimiento anual más elevada de la región durante 2023 con 6.1%.

Se espera que en el periodo 2024-2038, el PIB de la CGR CEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.6%, manteniendo su contribución a la economía nacional en el año 2038 con 27.3%. Por el lado de la demanda, se estima que las zonas Tula de la región Valle de México Norte, Nezahualcóyotl de la región Valle de México Centro y Las Lomas perteneciente a la región Valle de México Sur, registrarán el crecimiento promedio anual más elevado a un ritmo de 3.1%, 4.7% y 4.9%, respectivamente durante el mismo periodo.

#### **GCR ORIENTAL**

La GCR ORI ocupa el 18.5% del territorio nacional aproximadamente, concentrando en 2023 el 25.9% de la población (33.4 millones de personas) y atendió al 25.4% de los usuarios con un consumo per cápita de 1,657 kWh/habitante. Su tasa promedio de desocupación se calculó en 2.2%.

Con información del DENUE del INEGI, en 2023 la GCR ORI alojó poco más de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 27.9% del total del país. Los principales Centros de Carga se encuentran en las industrias siderúrgica, petroquímica y del plástico, cementera y automotriz, además de la minería. Estas empresas están localizadas en los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala y Guerrero. La IED en 2023 representó el 4.9% del total nacional.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2024-2038, se calcula que su contribución al PIB nacional en 2023 sea de 16.3%. La mayor proporción del PIB de la GCR ORI se encuentra en las actividades económicas terciarias, las cuales representarían el 59.8%. Las actividades secundarias sumarían 35.6%, donde el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final sería el 4.5% de dichas actividades y el 1.6% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarían el 4.6% restante.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la CGR ORI tenga un crecimiento promedio anual de 2.2%, disminuyendo su contribución a la economía nacional al pasar de representar el 16.5% en 2024 al 15.4% en 2038.

Para el análisis de la Demanda Máxima, la GCR ORI se divide en cuatro regiones. La región Oriente representó, durante 2023, el 36.1%, la Sureste el 29.3%,



la Centro Oriente el 21.7% y la Centro Sur el 12.9%. Al interior de éstas, en la región Oriente, la zona Coatzacoalcos presentó la mayor concentración de demanda con 29.3% y, a su vez, también registró el mayor crecimiento anual con 6.6%, ambos datos de 2023. En las regiones Sureste, Centro Oriente y Centro Sur, las zonas más representativas en cuanto a demanda son Villahermosa (25.1%), Puebla (43.2%) y Acapulco (30.9%), respectivamente. En cuanto al crecimiento anual registrado durante 2023, destacan las zonas Tehuantepec con 9.3% de la región Sureste, la zona Puebla con 3.2% en la región Centro Oriente y la zona Iguala con 9.1%, ésta última pertenece a la región Centro Sur.

En la proyección 2024-2038 se estima que las zonas de la GCR ORI que presenten el mayor crecimiento a tasa media anual son Los Tuxtlas (2.3%), San Cristóbal (2.3%), Tehuacán (2.2%) y Chilpancingo (3.1%).

#### **GCR OCCIDENTAL**

La GCR OCC ocupa el 15.0% del territorio nacional aproximadamente y, durante 2023, se estima que albergó al 21.2% de la población (27.3 millones de personas). En ese mismo año, la GCR OCC atendió al 24.2% de los usuarios finales mientras que, su consumo per cápita de energía eléctrica resultó de 2,770 kWh/habitante. Su tasa promedio de desocupación, fue de 2.4%.

Con información del DENUE del INEGI, durante 2023 en la GCR OCC operaron 1.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 22.0% del total del país. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias siderúrgica, minera, cementera, automotriz e industrias conexas, las cuales se localizan en los estados de Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas y San Luis Potosí, principalmente. La IED en 2023 representó el 19.8% del total nacional, siendo la segunda GCR con mayor atracción de inversión.

De acuerdo con lo previsto en el escenario Macroeconómico 202-2038, su contribución al PIB nacional en 2023 será de 21.0%. Las actividades económicas terciarias representarán el 63.7% y, por otro lado, las actividades secundarias contribuirán con 30.6%. De éstas, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final serán del orden del 4.6% y el 1.4% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarán el 5.7% restante.

Al igual que la GCR CEN, la GCR OCC también se divide en tres regiones. La región Jalisco representó el 28.6% de la demanda máxima integrada mientras que, las regiones Bajío y Centro Occidente, el 60.0% y 11.4%, respectivamente.

Por regiones, en la región Jalisco, la zona Metropolitana Hidalgo concentró el 17.5% de la demanda máxima y también fue la zona que registró el mayor crecimiento a tasa anual de 12.0%. En el Bajío, la zona San Luis Potosí representó el 15.9% de la demanda, siendo la zona con el mayor crecimiento anual (7.9%) durante 2023. En la región Centro Occidente, la zona Colima participa con el 31.0% de la demanda máxima. Por otro lado, la zona Apatzingán registró una tasa de crecimiento anual de 7.1% durante 2023.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la CGR OCC tenga un crecimiento promedio anual de 2.7%, incrementado su participación en la economía nacional al pasar de 20.9% en 2024 a 21.5% en 2038. En el mismo periodo se proyecta que las demandas máximas con las tmca más elevadas se registren en las zonas Minas (región Jalisco) con 4.2%, Querétaro (región Bajío) con 6.2% y Zitácuaro (región Centro Occidente) con 3.7%.

#### **GCR NOROESTE**

La GCR NOR ocupa alrededor de 12.1% del territorio nacional. En 2023, sus habitantes ascendieron a 6.1 millones de personas aproximadamente, lo que representa cerca del 4.7% de la población del país. En ese año, la GCR NOR atendió al 4.7% de los usuarios finales, con un consumo per cápita de 4,520 kWh por habitante. Su tasa promedio de desocupación fue de 2.6%.

De acuerdo con el DENUE del INEGI, durante 2023 en la GCR NOR operaron 0.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 4.4% del total del país. Los principales centros de carga se presentan en las industrias minera, cementera y automotriz, localizadas en las zonas Cananea, Hermosillo y Caborca. La IED en 2023 representó el 8.7% del total nacional.

El escenario Macroeconómico 2024-2038 estima que su contribución al PIB nacional en 2023 sea del 5.5%. En esta GCR las actividades económicas terciarias representarán el 56.7%, las actividades secundarias alcanzarán el 34.3% y las actividades económicas primarias el 9.0% restante. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al



consumidor final se estima representen el 6.5% de las actividades secundarias y el 2.2% del PIB de la GCR NOR.

La zona Hermosillo es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en esta GCR con 21.3%, seguida de Culiacán y Cananea Nacozari con 16.5% y 9.6%, respectivamente. Durante 2023, la zona Navojoa y Guaymas registraron el crecimiento anual más alto con 9.9% y 9.2%, respectivamente.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la CGR NOR tenga un crecimiento promedio anual de 2.5%, su porcentaje de participación en la economía disminuyó su participación de 5.5% a 5.4%. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que la zona Mazatlán crezca a un ritmo promedio anual 3.2%.

#### **GCR NORTE**

La GCR NTE ocupa el 21.2% del territorio nacional, aproximadamente. En 2023, sus habitantes ascendieron cerca de 6.7 millones de personas, lo que representa el 5.2% de la población del país, aproximadamente. En ese año, la GCR NTE atendió al 5.0% de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica con un consumo per cápita de 4,679 kWh por habitante. Su tasa promedio de desocupación fue de 1.7%.

En la GCR NTE operaron 0.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 4.2% del total del país. Los principales Centros de Carga se agrupan en las industrias minera y metalúrgica, industria cementera, madera y papel, manufactura y agrícola. La IED en 2023 representó el 7.3% del total nacional.

Según las proyecciones del escenario Macroeconómico 2024-2038 se espera que la contribución al PIB nacional en 2023 sea del 6.1%. Las actividades económicas primarias representan 7.0%, las secundarias 39.2% y las terciarias 53.8%. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representan el 4.0% de las actividades secundarias y el 1.6% del PIB de la GCR NTE.

La zona Torreón es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en la GCR NTE con 24.1%, seguida de Ciudad Juárez con 21.4%. La zona que registró el crecimiento anual más alto fue Chihuahua y Moctezuma con 6.6% y 5.6%, respectivamente.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la CGR NTE tenga un crecimiento promedio anual de 2.2%. Sin embargo, se prevé que disminuya su porcentaje de participación en la economía al pasar de 6.1% a 5.8% en 2038. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Juárez y Chihuahua crezcan a una tasa promedio anual de 3.2% y 2.8%, respectivamente.

#### **GCR NORESTE**

La GCR NES ocupa el 14.8% del territorio nacional, aproximadamente. En 2023, sus habitantes ascendieron cerca de 12.9 millones de personas, es decir, el 10.0% de la población del país. En 2023, la GCR NES atendió al 10.8% de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica con un consumo de energía eléctrica per cápita de 4,772 kWh por habitante, siendo la GCR con el mayor consumo. Su tasa promedio de desocupación llegó a 2.1%.

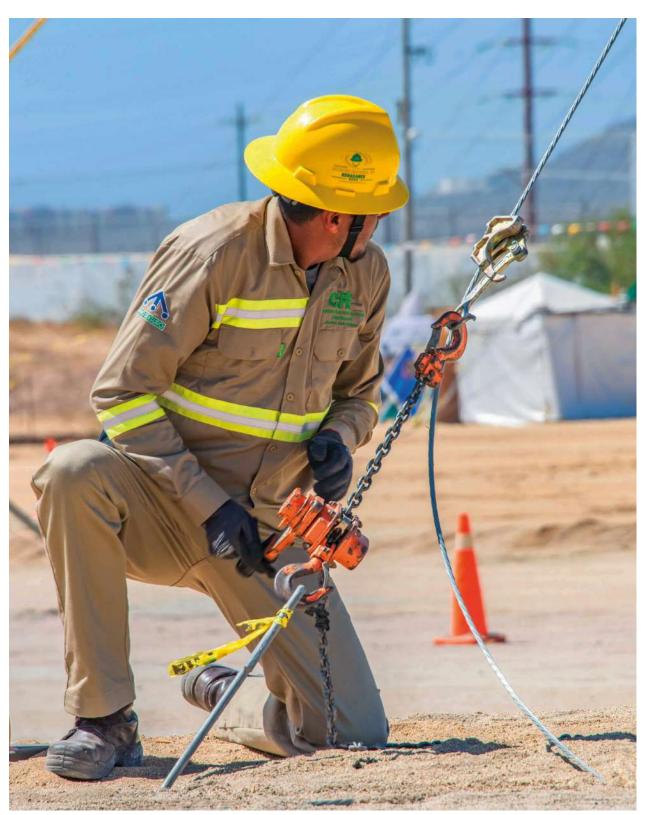
Durante 2023, en la GCR NES operaron 0.4 millones de unidades económicas, las cuales representan el 8.1% del total del país de acuerdo con el INEGI. Los principales Centros de Carga se concentran en las industrias siderúrgica, minera y de refinación de petróleo localizadas en las zonas Monterrey, Monclova, Concepción del Oro y Tampico. La captación de IED en 2023 representó el 11.4% del total nacional, siendo la tercer Gerencia que más inversión atrajo.

De acuerdo con las proyecciones del Macroeconómico 2024-2038 se espera que la contribución al PIB nacional en 2023 alcance el 10.3%. Las actividades económicas primarias sólo representarían el 1.6%, mientras que, las secundarias 37.2% y las terciarias 61.2%. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima que represente el 2.7% de las actividades secundarias y el 1.0% del PIB de la Gerencia.

La zona Monterrey representa casi la mitad de la demanda máxima en la GCR NES con 46.3%, seguida por Saltillo con un 9.8% y Reynosa con 7.8%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2023 fueron Mante, Saltillo y Victoria.

Se estima que en el periodo 2024-2038, el PIB de la CGR NES tenga un crecimiento promedio anual de 2.7% y que su porcentaje de participación en la economía nacional aumente un poco al pasar de 14.3% a 14.6% en 2038. Para el mismo periodo, al





**Ejercicio de maniobra durante el izaje de estructura de emergencia.** Reunión Nacional de Huracanes 2024, Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas Río Verde, Huejutla y Mante crezcan a una tmca de 5.3%, 3.6% y 3.5%, respectivamente.

#### **GCR PENINSULAR**

La GCR PEN ocupa el 7.2% del territorio nacional aproximadamente. Se estima que, en 2023, la población de esta GCR ascendió a 5.2 millones de personas, es decir, el 4.1% del total de los habitantes. Esta GCR atendió al 4.6% de los usuarios finales mientras que, su consumo de energía eléctrica per cápita resultó de 3,052 kWh por habitante. La tasa promedio de desocupación fue de 2.1%.

En la GCR PEN operaron 0.2 millones de unidades económicas durante 2023, las cuales representan el 4.3% del total del país, según cifras del INEGI. Los principales Centros de Carga provienen de la industria del turismo además de una cementera, una procesadora de aceites y semillas, así como una embotelladora de cervezas. La captación de IED en 2023 representó el 3.5% del total nacional.

El Macroeconómico 2024-2038 estima que, con respecto al PIB nacional en 2023, la GCR PEN represente el 5.1%. El 51.0% corresponde a las actividades terciarias, el 47.3% a las secundarias y el 1.7% restante a las primarias. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima represente el 2.0% y, comparado con el PIB de la GCR, el 1.0%.

La zona Mérida representa el 30.9% de la Demanda Máxima en la GCR PEN, seguida por Cancún en menor porcentaje con un 25.4% y Riviera Maya con 15.3%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2023 fueron Tizimín con 14.4%, Chetumal con 14.1% y Riviera Maya con 13.5%.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la GCR PEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.6% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se mantenga en 5.1% al 2038. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se prevé que la zona Riviera Maya registre un crecimiento de 4.1%, mientras que, Cancún y Motul crecerán a una tasa promedio anual de 3.8%, y 3.7%, respectivamente.

#### SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

El SIBC ocupa el 3.6% del territorio nacional aproximadamente. En 2023, la población representó cerca de 3.0%, esto es, 3.9 millones de personas. Este Sistema atendió al 3.4% de los usuarios finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 4,150 kWh por habitante. La tasa media de desocupación fue de 2.2%.

En el SIBC operaron 0.1 millones de unidades económicas durante 2023, las cuales representan el 2.3% del total nacional. Los principales Centros de Carga pertenecen a las industrias siderúrgica, vidriera, plantas de bombeo de agua, aeroespacial, fabricación de rines de aluminio, automotriz, cementera y minera, y están localizadas en las zonas Mexicali, Tijuana y Ensenada. La captación de IED en 2023 representó el 4.1% del total nacional.

Con respecto al PIB, el Escenario Macroeconómico 2024-2038 estima que, en 2023, el SIBC represente el 3.8%. En este Sistema, las actividades terciarias participarían en el PIB con 58.3%. Las actividades relacionadas con el sector industrial con el 39.3% y las actividades económicas primarias aportarán el 2.4% restante. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final aportarán el 6.7% y, comprado con el PIB de la GCR, el 2.6%.

En el SIBC, la zona Mexicali representa casi la mitad de la demanda máxima (48.7%), seguido por Tijuana con 31.4%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2023 fueron Mexicali y Ensenada con 5.6% y 2.5%, respectivamente.

Para el periodo 2024-2038, se proyecta que el PIB del SIBC tenga un crecimiento promedio anual de 2.9% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2038 al pasar de 3.8% a 4.0%. Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Tijuana y Ensenada registren la tmca más alta con 3.5% y 3.3%, respectivamente.

#### SISTEMAS INTERCONECTADOS BAJA CALIFORNIA SUR y MULEGÉ

Los SIBCS y SIMUL en conjunto abarcan aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2023, su población representó cerca del 0.6%,



lo cual equivale a 0.8 millones de personas. El Sistema atendió al 0.8% de los usuarios finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 4,180 kWh por habitante. Su tasa promedio de desocupación fue de 2.7%.

En ambos Sistemas Interconectados operaron cerca de 36 mil unidades económicas durante 2023, las cuales representan el 0.6% del total nacional. Los principales Centros de Carga pertenecen a la industria minera y al aeropuerto. La captación de IED en 2023 representó el 2.9% del total nacional.

Las proyecciones del Escenario Macroeconómico 2024-2038 estiman que, en 2023, en conjunto representen el 0.6% del PIB nacional. Su PIB estaría compuesto por 73.4% de actividades terciarias, 22.1% de las secundarias y 4.5% de las actividades económicas primarias. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representará el 15.4% y, comparado con el PIB de la GCR, el 3.4%.

El SIBCS representa el 94.5% de la demanda máxima mientras, que el SIMUL el 5.5% restante. El primero registró una tasa de crecimiento anual durante 2023 de 5.1% mientras que, el segundo, de 2.3%. Las zonas de mayor crecimiento fueron Loreto con 8.3% y Santa Rosalía con 2.7%.

Se pronostica que en el periodo 2024-2038, el PIB de los SIBCS y SIMUL tenga un crecimiento promedio anual de 3.1% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2038, al pasar de 0.7% a 0.8%. Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, los SIBCS y SIMUL podrían crecer a una tasa anual de 3.4% y 2.3%, respectivamente.

# 3.10 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO 2024-2038

En la Figura 3.18 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto y neto de energía eléctrica. Se inicia con el balance de energía de las GCR y Sistemas Interconectados —consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía eléctrica con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

En la metodología de estimación de demanda y consumo de electricidad, se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica

(ventas Suministro Básico, Suministro Calificado más Centros de Carga con Autoabastecimiento Remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria.

Posteriormente se realiza el estudio del Escenario Macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población y usuarios de la Industria Eléctrica, precios de combustibles, Población Económicamente Activa, entre otros.

Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo bruto y neto nacional.

También se lleva a cabo el estudio de la demanda: demandas horarias integradas de las GCR, demandas máximas integradas, 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 —aplicado a la energía bruta y neta regional de las GCR y los factores de carga correspondiente.

Finalmente, se obtiene la demanda máxima integrada anual del SIN —GCR CEN, ORI, OCC, NOR, NTE, NES y PEN— con base en el valor máximo en una hora específica del año con las demandas coincidentes integradas de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas integradas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.



#### FIGURA 3.18 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA

- o Escenarios Macroeconómicos
- Balances de energía eléctrica y estadísticas por Sistemas, GCR y Subestaciones
- Pronóstico de demanda y consumo por Entidades Responsables de Carga
- Escenario de ahorro y uso eficiente de energía
- Demandas horarias integradas netas y brutas por Sistemas, GCR y Subestaciones
- o Proyectos SIPAM y fichas de proyectos de RNT y RGD del MEM
- o Cargas a conectarse al SEN (SIASIC)
- o Generación Distribuida
- o Eficiencia Energética
- o Política Energética

Elaboración de Pronósticos de demanda y consumo

Modelos utilizados:

- ·Regresión simple
- · Exponencial simple
- •Adaptativo de primer orden
- Winters
- ARIMA
- Regresión lineal múltiple
- · Optimización horaria

- o Pronóstico anual por Sistemas y GCR
- o Pronóstico de demandas horarias
- o Pronóstico de demanda por subestaciones
- Pronóstico regional por zonas y regiones de transmisión
- o Pronóstico en diferentes escenarios de demanda
- o Curvas de duración de carga
- Evolución histórica de la demanda y consumo
- Insumos varios para estudios de planeación de corto, mediano y largo plazos

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

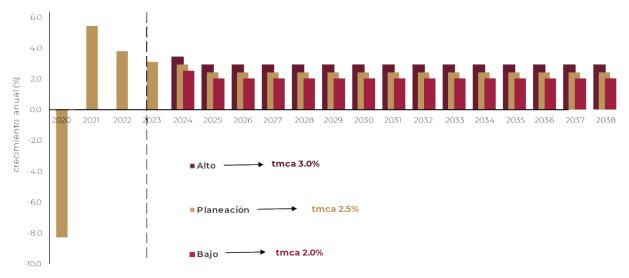
### 3.11 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2024-2038

Para el pronóstico del PIB se contemplan tres escenarios presentados en la Figura 3.19 con tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. Para el escenario de planeación, se contempla un crecimiento promedio de 2.5%, para el alto de 3.0% y para el Bajo de 2.0%. Estas proyecciones muestran una trayectoria estable y sostenible de la economía mexicana en el largo plazo, considerando factores

como presiones inflacionarias, choques externos de divisas, conflictos geopolíticos, entre otros.

En el periodo de estudio 2024-2038, se estima que el PIB del sector Agrícola crezca en promedio 2.2% por año, mientras que el Sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.5% y 2.6%, respectivamente. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2038, el sector Agrícola represente el 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.6% y 67.1%, respectivamente.

#### FIGURA 3.19 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2024-2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



Las expectativas de crecimiento del PIB presentan un comportamiento diferenciado entre el mediano y largo plazos, ya que, en este último, la incertidumbre es mayor. Por GCR y para el periodo 2024 – 2029, se espera que los SIBCS y SIMUL presenten la mayor tmca con 3.1%, mientras que, el menor crecimiento del PIB se estima ocurrirá en la GCR NTE con 2.3%.

Tanto el SIN como el SEN se proyecta que crecerán a un ritmo de 2.6% anual en el mismo periodo. Durante 2024-2038, los SIBCS y SIMUL se prevé que continúen presentando el mayor crecimiento y en contraste las GCR NTE y ORI se estima la menor tmca 2.2%. Para el SIN y el SEN se espera una tmca de 2.5% cada uno. Ver Figura 3.20.

### FIGURA 3.20 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2024-2029 Y 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



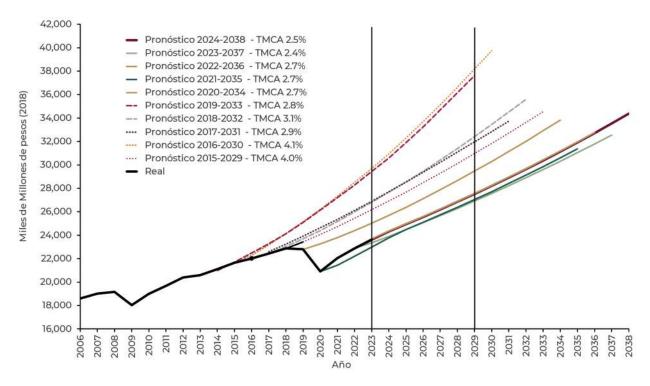
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.21 se aprecia el comparativo de las diversas trayectorias pronosticadas para el PIB en el escenario de Planeación en el periodo 2015-2024, de igual forma se presenta la evolución real que ha mostrado hasta el 2023. Se observa que la evolución proyectada del PIB en 2017 y 2018 tenía una tendencia alta. Sin embargo, el crecimiento real presentado en esos años originó que las trayectorias previstas se fueran ajustando a la baja, siguiendo las nuevas tendencias económicas. En el año 2019 se observa una caída en el crecimiento del PIB que se acentúa en 2020 a causa de la pandemia por SARS-CoV-2 y el cierre de actividades no esenciales.

Los escenarios pronosticados a partir de 2021 se adaptaron a la baja en consecuencia, sin embargo, dada la recuperación económica observada en 2021 y el crecimiento sostenido en 2022 y 2023, derivó en la actualización del escenario de Planeación previsto para 2024, donde se consideraron nuevos supuestos, con el fin de reflejar el comportamiento de la economía para los próximos 15 años de forma más certera.



#### FIGURA 3.21 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2015 A 2024, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Además de las proyecciones del crecimiento del PIB, resulta relevante considerar el pronóstico del crecimiento poblacional y la cantidad de usuarios finales de la industria eléctrica; estas variables son consideradas en la elaboración del presente pronóstico de demanda y consumo de energía.

El pronóstico de la población para 2024-2038 considera una tmca de 0.6%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 11 millones. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.04%.

#### 3.12 CONSUMO NETO 2024-2038

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo neto y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2024-2038, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en

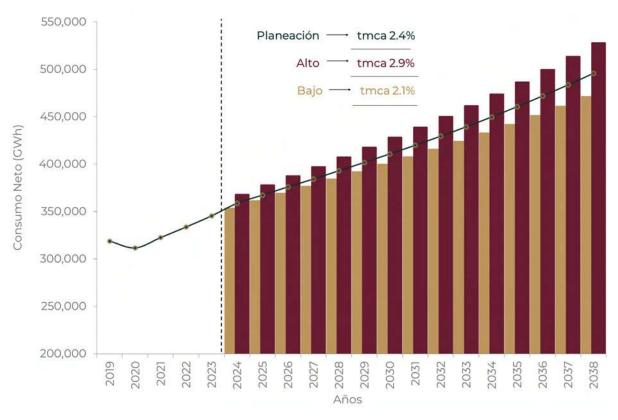
el SEN, el ahorro y uso eficiente de la electricidad, electromovilidad y la GD.

El consumo neto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Centros de Carga con Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios de los transportistas y distribuidores. El consumo neto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año.

En la Figura 3.22 se muestra la evolución para los próximos 15 años del consumo neto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.4%, para el escenario Alto de 2.9% y el escenario Bajo 2.1%. En el mismo sentido, en el Cuadro 3.4 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada uno de los Sistemas Interconectados y GCR en el periodo de estudio.



FIGURA 3.22 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN 2024-2038, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



NOTA 1: tmca, año de referencia 2023.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

#### CUADRO 3.4 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO POR GCR 2024-2038, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA /	tmca¹ (%)							
GCR	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO					
SEN	2.9	2.4	2.1					
SIN	2.8	2.4	2.0					
Central	2.4	2.0	1.6					
Oriental	2.4	2.1	1.8					
Occidental	3.0	2.5	2.2					
Noroeste	2.6	2.1	1.7					
Norte	2.5	2.2	1.9					
Noreste	3.2	2.7	2.2					
Peninsular	4.3	3.8	3.5					
Baja California	3.6	3.3	3.0					
Baja California Sur	3.6	3.4	3.3					
Mulegé	2.3	2.2	2.1					

√tmca, año de referencia 2023.

**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 3.5 se presentan los pronósticos de consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio. Podemos observar que, de acuerdo con las previsiones, la GCR OCC seguirá manteniéndose como la que registra el mayor consumo neto del país, mientras que la GCR PEN continuarán siendo la que registra el menor consumo neto. Por otro lado, de los Sistemas Interconectados, el SIMUL se prevé que no alcance ni a duplicar su consumo neto actual en los próximos 15 años.



## CUADRO 3.5 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWh)

Año/ GWh	CEN	ORI	осс	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN	SEN
2024	61,284	57,691	77,504	28,106	32,740	63,758	16,784	17,140	3,498	165	337,867	358,670
2025	62,666	58,916	79,352	28,681	33,308	65,252	17,451	17,906	3,646	169	345,626	367,347
2026	63,836	60,179	81,242	29,361	34,073	66,889	18,027	18,461	3,750	172	353,606	375,989
2027	65,002	61,334	83,055	29,925	34,758	68,614	18,605	18,982	3,864	176	361,295	384,317
2028	66,151	62,588	84,987	30,516	35,430	70,417	19,201	19,545	3,997	179	369,290	393,012
2029	67,277	63,805	87,037	31,131	36,118	72,174	19,888	20,080	4,116	183	377,430	401,810
2030	68,435	65,027	89,158	31,777	36,818	73,901	20,616	20,645	4,238	186	385,731	410,800
2031	69,614	66,141	91,308	32,424	37,496	75,823	21,365	21,227	4,368	190	394,171	419,956
2032	70,802	67,336	93,640	33,051	38,196	77,768	22,198	21,831	4,501	194	402,990	429,516
2033	72,011	68,516	95,979	33,772	38,908	79,811	23,083	22,453	4,637	198	412,080	439,368
2034	73,220	69,840	98,483	34,546	39,639	82,050	23,920	23,110	4,775	201	421,698	449,785
2035	74,506	71,080	101,073	35,340	40,464	84,420	24,820	23,790	4,926	205	431,703	460,624
2036	75,797	72,455	103,829	36,155	41,252	86,794	25,867	24,496	5,081	209	442,150	471,936
2037	77,107	73,848	106,674	36,984	42,108	89,367	26,832	25,240	5,245	213	452,920	483,618
2038	78,437	75,320	109,698	37,847	42,990	92,001	27,849	26,012	5,410	217	464,142	495,781

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



**Central hidroeléctrica,** Santa María del Oro, Nayarit. Comisión Federeal de Electricidad.

Dentro del proceso de Planeación se realiza la estimación del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo neto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.8% y 3.4% respectivamente, mientras que, las GCR con menor incremento serán CEN, ORI y NOR con una tmca de 2.0% la primera y 2.1% el resto. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2024-2029) se pronostica que SIBCS crecerá 4.0% y la GCR NOR con 2.0% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor incremento, como se muestra en la Figura 3.23.



## FIGURA 3.23 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2024-2029 Y 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



¹/tmca, año de referencia 2023.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

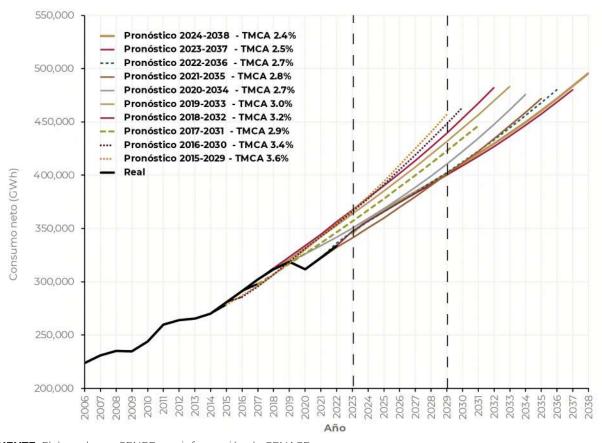
A continuación, en la Figura 3.24 se presentan los escenarios de pronóstico del consumo neto para el SEN de los últimos diez ejercicios de planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Se puede identificar que en el PRODESEN 2015-2029 (trayectoria punteada color naranja) la tmca resultante fue 3.6% derivado de las altas expectativas económicas ocasionadas por las Reformas Constitucionales. Sin embargo, con el transcurso de los años, se han realizado ajustes a la baja en las prospectivas de crecimiento económico, y por consecuencia, del consumo bruto y neto, ya que la economía no mostró el dinamismo esperado. Adicionalmente, la pandemia de SARS-CoV-2 tuvo repercusiones en el consumo de energía eléctrica y

ocasionó un ajuste a la baja en los pronósticos de los años posteriores (2020-2034, 2021-2035 y 2022-2036) al ubicarse en tasas de crecimiento entre 2.7 y 2.8%. Finalmente, las tensiones geopolíticas suscitadas en Europa del Este han provocado cierto escepticismo sobre la rapidez y magnitud que la recuperación económica postpandemia pueda alcanzar, lo cual se refleja en los últimos dos pronósticos 2023-2037 y 2024-2038 el cual tiene la tmca más baja de 2.5% y 2.4% de los ejercicios de Planeación analizados.



## FIGURA 3.24 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DE 2015 A 2023, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

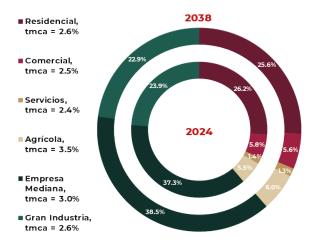


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

# **3.13 CONSUMO FINAL (GWh) 2024-2038**

Se estima que para este periodo de estudio el crecimiento promedio del consumo final sea de 2.8%, este valor es superior al 2.5% y 2.4% que se estimó para el PIB y el consumo neto respectivamente. Los sectores que suponen un mayor incremento son el sector agrícola, empresa mediana y la gran industria y con 3.5%, 3.0% y 2.6%, respectivamente. El sector Residencial también crecerá en promedio 2.6%, el Comercial 2.5% y por último el sector Servicios con 2.4%. Para 2038, el sector predominante será la empresa mediana con 38.5% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, la gran industria con 22.9%, seguido del Residencial con 25.6% y el resto 13.0% —comercial, agrícola y servicios—, como se observa en la Figura 3.25.

## FIGURA 3.25 CONSUMO FINAL DEL SEN 2024 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.



### 3.14 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024-2038

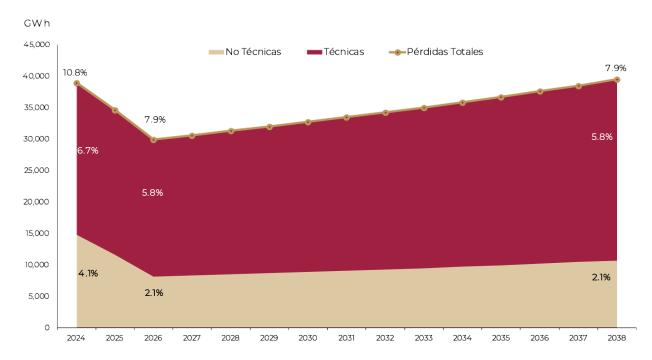
Las pérdidas de energía eléctrica en la Red Eléctrica de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un SEP. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía eléctrica térmica (efecto Joule I<sup>2</sup>R) que se desprende del paso de la electricidad a través de las líneas de transmisión y circuitos de distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía eléctrica se toma del sistema sin que el medidor de energía

eléctrica registre el consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

El programa de reducción de pérdidas pone un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición. Se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8%. En la Figura 3.26 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 10.8% de la energía eléctrica neta del sistema en el 2024. Para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 7.9% de la energía eléctrica neta del sistema.

## FIGURA 3.26 PRONÓSTICO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%) DEL SEN, 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



### 3.15 PROSPECTIVA DE INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA 2024-2038

Del análisis del Pronóstico de la demanda máxima integrada neta y el consumo de energía eléctrica neta, los escenarios macroeconómicos, las prospectivas poblacionales y número de clientes se puede conocer el desempeño de ciertos indicadores que arrojan información valiosa sobre el consumo regional relacionado con la riqueza, los usuarios del servicio eléctrico y los habitantes. Así, es posible identificar si se presenta un mejor uso de la energía o, en su caso, un patrón diferente que se considere importante de estudiar, en esta sección se describe el comportamiento esperado de los siguientes indicadores.

Las proyecciones de la intensidad energética 2024-2038 estiman que, para el SEN, prácticamente se mantenga sin cambios, al pasar de 14.8 a 14.4Wh/\$ para el mismo periodo. Se estima un alto potencial de crecimiento del consumo eléctrico en el país como consecuencia del "nearshoring", las grandes obras de infraestructura y el incremento de la electromovilidad. Dicho crecimiento se prevé que sea encabezado por los sectores de consumo empresa mediana y bombeo agrícola y que, además, será impulsado por la expansión de los centros de datos y en virtud de que, la incorporación de medios de transporte eléctricos, tanto públicos como privados, será cada vez más común. Históricamente se ha observado que el crecimiento económico suele ser menor al del consumo eléctrico. En un periodo de 10 años (2014-2023), la tmca del PIB fue de 1.4%, mientras que, por ejemplo, el consumo de energía eléctrica neta creció a una tasa media anual de 2.5% durante el mismo periodo.

Las GCR ORI y CEN, en el año 2038, se estima continuarán con una intensidad energética inferior a la nacional (14.2 y 8.3 Wh/\$, respectivamente). Es de destacar la GCR PEN, ya que de acuerdo a la proyección pasa de 13.4 W/\$ en 2024 a 15.7 W/\$ en 2038, es decir un crecimiento de 1.2% promedio anual, debido a que se prevé un importante repunte en el consumo de electricidad como consecuencia del incremento en las actividades turísticas y comerciales detonadas por el Tren Maya y el Tren Transístmico. Se espera que las GCR OCC, NOR, NTE, NES, PEN y los SIBC y SIBCS tengan una intensidad energética superior a la nacional a finales de 2038. Sobresale la GCR NTE que, aunque disminuye su intensidad energética en el periodo analizado, sigue siendo la que posee el indicador

más alto con 21.4 Wh/\$. En el periodo 2024-2038, se espera que, para el SEN, la tmca de la intensidad energética decrezca 0.1%.

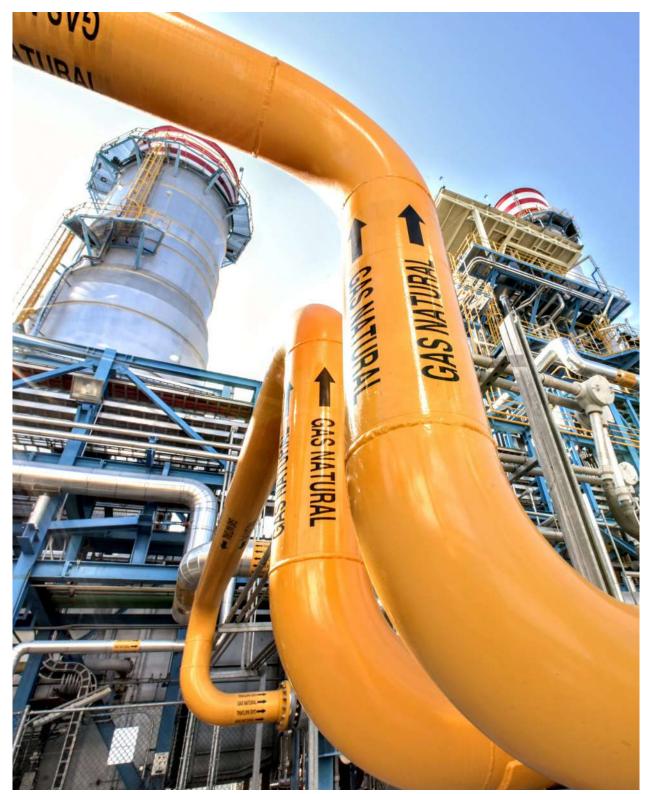
Mientras que el crecimiento esperado en el consumo neto es de 2.4% a tasa media de crecimiento anual para el periodo 2024-2038, para el caso de los usuarios es de 1.0%. En 2023, los sectores mediana empresa y gran industria representaron el 61.1% del consumo final con únicamente el 0.01% de los Usuarios Finales. Como tal, los pronósticos consideran que esta tendencia continúe en el futuro, por lo que se espera que, al ser mayor el crecimiento del consumo de electricidad que el de los usuarios finales. el consumo medio aumente.

En la Figura 3.27 se observa que, en el año 2024, las GCR CEN, ORI y OCC poseen indicadores inferiores al nacional en lo que respecta al consumo medio. Para el año 2038, destaca la GCR PEN y los SIBC y SIBCS que presentan las tmca más altas (2.3%, 2.3% y 3.4%, respectivamente). Se espera que la interconexión de estos sistemas aislados con el resto del país incremente el consumo de electricidad. Las GCR NOR, NTE y NES completan las GCR que, en 2038, mantendrán un consumo medio superior al del SEN. Las GCR CEN, ORI y OCC, por el contrario, seguirán estando por debajo. Para el SEN, se prevé que la tmca del consumo medio sea de 1.4% en el periodo 2024-2038.

Para el SEN, se estima que la población del país crezca a una tmca de 0.6% para el periodo 2024 – 2038, mientras que, el crecimiento en el consumo neto se espera sea de 2.4% a tasa media anual. Dado que se pronostica que el ritmo de crecimiento de la población vaya disminuyendo en el futuro como ha ocurrido en los últimos años y que el crecimiento del consumo de electricidad continúe aumentando, el consumo per cápita también tenderá a incrementarse en los próximos 15 años.

En 2024, las GCR CEN y ORI son las únicas con indicadores de consumo per cápita inferiores al del SEN, lo cual mantienen al final del periodo. Para el resto de las GCR y los SIBC y SIBCS, se pronostica que conserven un consumo per cápita superior al nacional, destacando, nuevamente, ambas Penínsulas por poseer las tmca más elevadas: 3.2% para la GCR PEN, 2.7% para el SIBC y 2.8% para el SIBCS. Para el SEN, se prevé que la tmca anual del consumo per cápita sea de 1.8%.

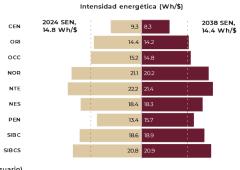


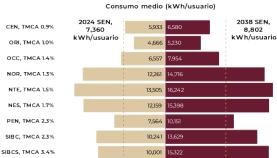


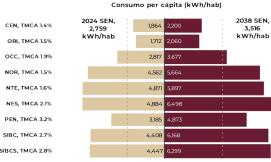
**Central de cogeneración,** Salamanca, Guanajuato Comisión Federal de Electroidad.



### FIGURA 3.27 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2024–2038







FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

### 3.16 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2024-2038

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024, describe las siguientes acciones<sup>25</sup>:

- Elaborar y publicar la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica para impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible, con el fin de promover la mitigación de GEI y carbono negro en el sector transporte.
- Promover la inclusión de normas lineamientos, criterios y/o guías con acciones dirigidas a la reducción de GEI en los programas de ordenamiento territorial, urbano y metropolitano, para el fortalecimiento de la resiliencia en los asentamientos humanos y el territorio.

- Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.
- Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.
- Modificar la norma sobre emisiones de CO<sub>2</sub> aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163 SEMARNAT-SCFI-2023).
- Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).
- Reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.
- Participar en grupos de trabajo para la instrumentación en zonas metropolitanas de proyectos de movilidad sostenible (incluyendo la eléctrica de conformidad con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y planes para disminuir huella de carbono de viajes al trabajo).

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> PECC 2021-2024, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 2021.





**Torre de transmisión,** Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz. Comisión Federal de Electricidad.

En tanto México migra hacia la electromovilidad, especialistas advierten sobre la necesidad de alistar más estaciones de carga, las cuales sean seguras tanto para los usuarios como para los automóviles. En México hasta el 2021 hay un total de 2,541 estaciones de carga públicas para autos eléctricos, mientras que para el 2038 se estima que existan alrededor de 21,799 estaciones de carga<sup>26</sup>.

La CFE diseña y ejecuta políticas públicas que promuevan el desarrollo del mercado de movilidad eléctrica; dentro de estas destacan el Proyecto para la Promoción de la Movilidad Eléctrica por medio de la Inversión en Infraestructura de recarga, un proyecto operado por el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), en colaboración con la SENER y el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE).

Por medio de este proyecto, se instalarán 100 electrolineras universales públicas y gratuitas en la Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara, las tres ciudades más afectadas por la contaminación

Para el 2038, se plantea un escenario de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses, alcanzando la integración de alrededor de 6.4 millones de vehículos eléctricos<sup>28</sup>, lo que significaría el 35.1% de los vehículos automotores que se estima se comercializaran en 2038.

La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2038 estaría desagregada de la siguiente manera: 70.3% eléctricos, 15.1% híbridos conectables, 7% híbridos, 6.7% eléctricos de carga ligeros, 0.8% autobuses eléctricos, 0.01% de camiones de carga pesada y 0.04% autobuses eléctricos foráneos como se muestra en la Figura 3.28.

vehicular en el país; asimismo, se desplegarán 9 corredores eléctricos distribuidos en 10 estados de la república. Estos cubrirán desde el estado de Morelos, Ciudad de México, Estado de México, Querétaro, Guanajuato, Jalisco y Aguascalientes. El corredor norte cubrirá desde la ciudad norteamericana de McAllen, hasta Reynosa, Tamaulipas, seguido de Monterrey, Nuevo León y Saltillo, Coahuila<sup>27</sup>.

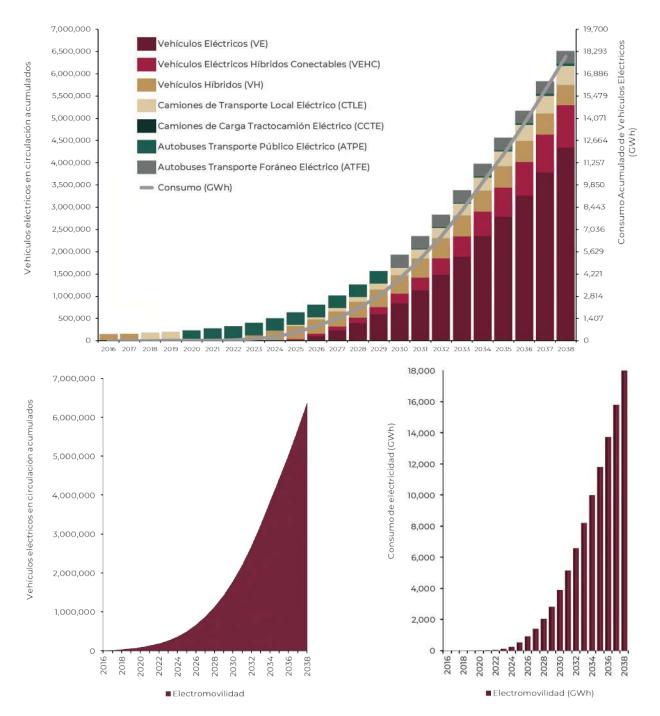
<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> CFE - Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, 2023 https://www.cfe.mx/paese/serviciospaese/ Pages/electrolinieras.aspx#tab-ambientales y Prospectiva del mercado eléctrico de movilidad eléctrica CFE.

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> https://www.cfe.mx/paese/serviciospaese/Pages/electrolinieras.aspx

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.



#### FIGURA 3.28 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016-2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

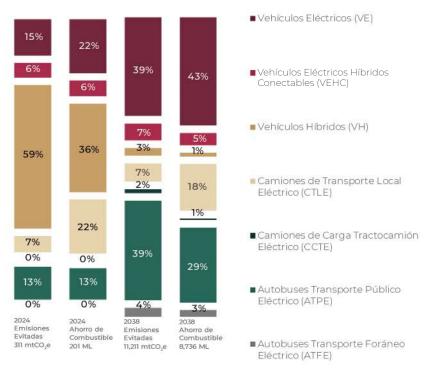
En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHEC, requieren 38.5% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.



Se estima que en 2024 el consumo de energía eléctrica sea de 246 GWh, la energía eléctrica requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio puede alcanzar 17,988 GWh lo que representaría en 3.6% del consumo neto del SEN.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2024 – 2038 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 311 mtCO $_2$ e (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalente) a 11,211 mtCO $_2$ e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 201 millones de litros ahorrados pasen a 8,736 millones como se muestra en la Figura 3.29.

#### FIGURA 3.29 EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2024 Y 2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

#### 3.17 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2024-2038

La GD seguirá su impulso debido a los beneficios<sup>29</sup> que aporta a los usuarios, como son: incremento en la confiabilidad, aumento en la calidad de la energía eléctrica, reducción en el número de interrupciones, uso eficiente de la energía eléctrica, menor costo, uso de energías renovables y disminución de emisiones contaminantes. Sin duda la tecnología solar fotovoltaica trae consigo estos beneficios, y como se describió anteriormente, es la tecnología que ha sobresalido en el mercado de la GD, por ello

se presentarán a continuación, las proyecciones de GD-FV para los próximos 15 años, donde se muestra la evolución de la capacidad instalada (MW) y la generación de energía eléctrica (GWh) aportada a las RGD del SEN. El primer escenario es de Planeación y el segundo es previendo que habrá una mayor aplicación e impulso a la GD.

#### 3.17.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2024-2038

En esta sección se describirán dos condiciones de crecimiento de GD-FV: a) escenario medio o Planeación, y b) escenario ampliado previendo que habrá una mayor aplicación e impulso a

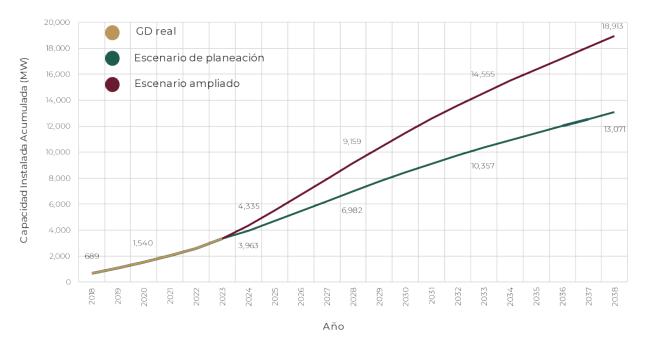
<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios



la generación distribuida. En la Figura 3.30 se presenta el despliegue anual de la capacidad instalada acumulada (MW) de la GD-FV para los dos escenarios, se estima en el periodo 2024-2038 una tmca de 9.5%, para el escenario de Planeación,

con una capacidad instalada en 2024 de 3,963 MW y en 2038 se alcanzará los 13,071 MW. Para el mismo periodo se prevé una tmca de 12.3% en el escenario ampliado y se ubicará con una capacidad instalada al final del horizonte de 18.913 MW.

### FIGURA 3.30 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV 2024-2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

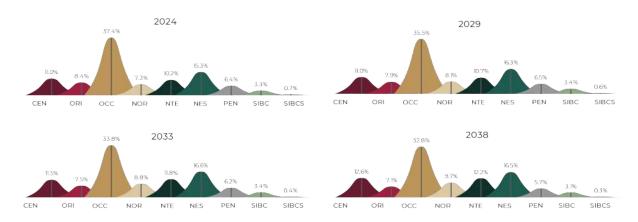
La distribución de la capacidad instalada de GD-FV acumulada, en el escenario de planeación, guarda las siguientes posiciones de participación como se puede apreciar en la Figura 3.31, en ella se observa que en 2024, 2029 y 2038 las GCR OCC, NES y CEN permanecen en primero, segundo y tercer lugar con una aportación promedio de 35.2%, 16% y 11.5% respectivamente, en el 2033 la GCR NTE le gana la tercera ubicación a la GCR CEN, por otro lado la GCR

PEN se mantiene con la misma perspectiva en los cuatro años mostrados, con un aporte promedio de 6.2%; en cambio la GCR NOR gana una posición al pasar de 7.3% en 2024 a 9.7% en 2038 mientras que la GCR ORI desciende un lugar al pasar de 8.4% a 7.1% en 2038. En la Figura 3.31 también se expone que, en los años presentados, los SIBC y SIBCS tienen un valor promedio de 3.3% y 0.5% respectivamente, con la menor contribución de GD-FV.

PRODESEN 2024-2038



### 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

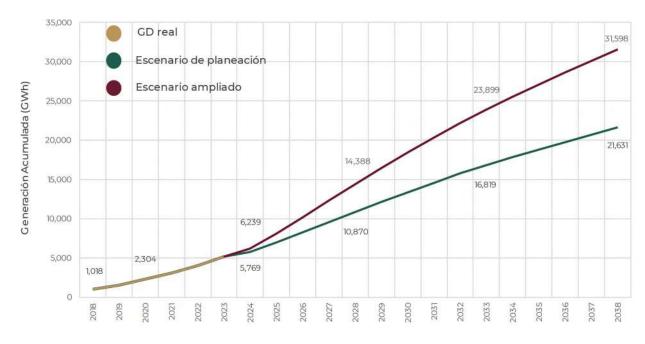


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La generación de energía eléctrica (GWh) a incorporarse debido a la GD-FV en el SEN, para los dos escenarios antes descritos durante el periodo de estudio, se muestra en la Figura 3.32, en el escenario de Planeación se estima un valor de 21,631 GWh en

2038 y que, para el escenario con mayor dinamismo en ese mismo año, la producción de electricidad de GD-FV se ubicará con 31,598 GWh.

### FIGURA 3.32 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA (HISTÓRICA Y ADICIONES) DE GD-FV EN EL SEN 2018-2038



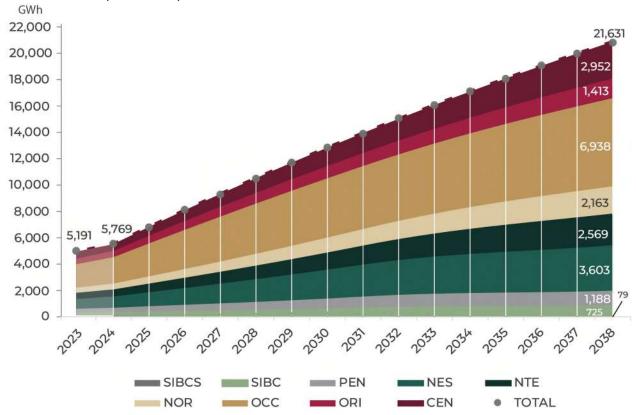
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



En la Figura 3.33 se distingue la producción de energía eléctrica acumulada debido a la GD-FV por GCR, para el escenario medio, durante el periodo 2023-2038. La desagregación por GCR en 2038, se estima como a continuación se describe: 13.6% CEN, 6.5% ORI, 32.1% OCC, 10.0% NOR, 11.9% NTE, 16.7%

NES, 5.5% PEN, 3.4% SIBC y 0.4% SIBCS. Y al igual que el comportamiento de capacidad instalada las GCR con mayor consumo de energía eléctrica son OCC, NES y CEN, así como las de menor producción el SIBC y SIBCS.

### FIGURA 3.33 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA (HISTÓRICA Y ADICIONES) DE GD-FV POR GCR, 2023-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

#### **3.18 DEMANDA MÁXIMA 2024-2038**

Históricamente la demanda máxima coincidente integrada del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas. En 2023, específicamente en el mes de junio, ocurrió una ola de calor en el país que provocó un incremento en la temperatura de 3°C con respecto a 2022. Esta temperatura tuvo un efecto considerable en la

demanda máxima integrada neta del SIN, la cual ocurrió el día 21 de junio a las 17 horas (51,406 MWh/h) y que representó un crecimiento del 10.2% con respecto a la demanda máxima registrada en 2022. Dado que se espera que este tipo de fenómenos climatológicos se vuelvan más frecuentes, estas variables deben ser consideradas para la previsión del suministro de potencia y energía eléctrica. En el Cuadro 3.6 se enuncian los crecimientos estimados para los Sistemas Interconectados y las GCR en los tres escenarios probables.

PRODESEN 2024-2038



#### CUADRO 3.6 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA POR GCR 2024-2038, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

CICTEL AA / CCD	tmca <sup>1/</sup> (%)						
SISTEMA / GCR	ALTO	PLANEACIÓN	ВАЈО				
SEN <sup>2/</sup>	3.0	2.6	2.2				
SIN	2.9	2.5	2.2				
Central	2.7	2.3	1.9				
Oriental	2.6	2.2	1.9				
Occidental	3.1	2.7	2.4				
Noroeste	2.8	2.4	2.0				
Norte	2.6	2.3	2.0				
Noreste	3.2	2.7	2.2				
Peninsular	4.5	4.1	3.8				
Baja California	3.5	3.2	2.9				
Baja California Sur	3.5	3.3	3.3				
Mulegé	2.1	2.0	1.9				

<sup>&</sup>lt;sup>1/</sup>tmca, año de referencia 2023.

**FUENTE:** Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.34 se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2024, 2029, 2033 y 2038. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte

un cambio de comportamiento en donde las horas de la noche alcanzan valores cercanos a la demanda máxima, esto es debido al efecto conjunto de la GD-FV, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de energía eléctrica a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2024 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 3,963 MW, mientras que en 2029 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 7,716 MW y al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad de 13,071 MW instalados.

La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN, en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2024 se esperan 210 MWh/h (12:00 h), mientras que para el 2029 y 2033 se tiene estimada una participación de 2,260 MWh/h (12:00 h) y 3,771 MWh/h (12:00 h), respectivamente. Para el final del horizonte (año 2038) se pronostica una aportación de la GD-FV a la demanda máxima integrada del orden de 5,341 MWh/h (12:00h).

En la Figura 3.34 se puede apreciar que la hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN en 2024 se presentará a las 17:00 horas mientras que, para los años 2029 - 2038 la máxima se desplaza a las 21:00 horas. Lo anterior, es consecuencia de la influencia de la GD-FV, lo que significa que las demandas máximas nocturnas al final del horizonte de Planeación son muy similares en magnitud a la máxima de las 17:00 horas.

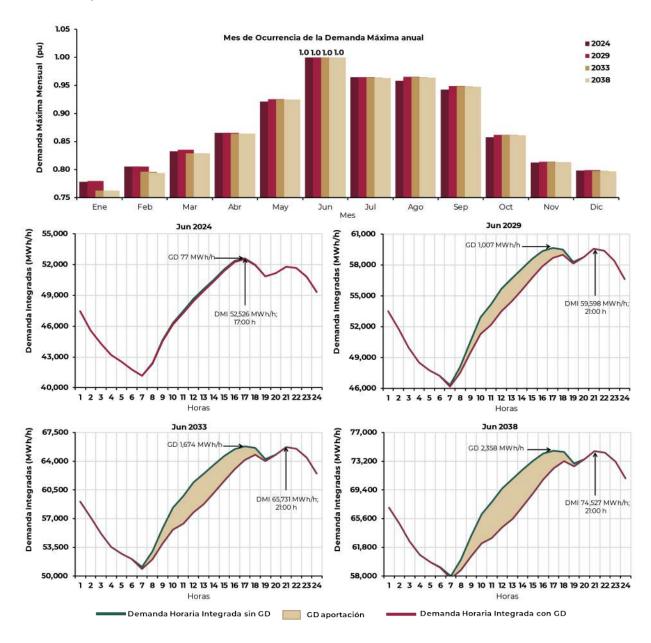


**Central nucleoeléctrica,** Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz. Comisión Federal de Electricidad.

<sup>&</sup>lt;sup>2/</sup> Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.



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



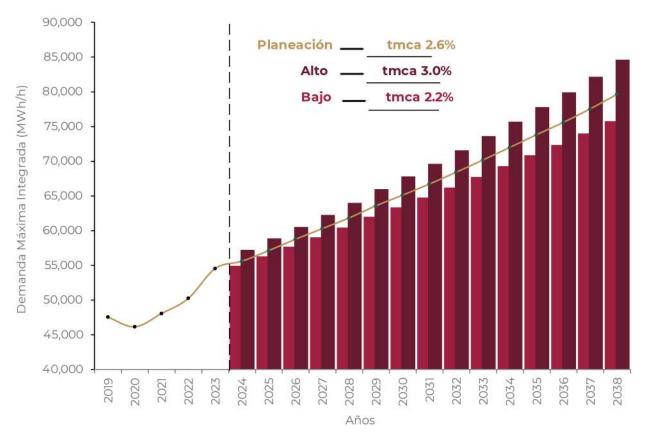
**NOTA:** El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2024, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 2.6% para el horizonte de Planeación, 3.0% para el escenario Alto y 2.2% para el escenario Bajo. En la Figura 3.35 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.

### FIGURA 3.35 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN<sup>1</sup>/ 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (MWh/h)



<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>/Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 3.7 se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por Sistema Interconectado y las GCR. Podemos observar que, las GCR OCC y NES serán las que se prevé registren el valor más alto de Demanda Máxima Integrada en 2038 con 16,816 MWh/h y 16,161 MWh/h cada uno respectivamente.



#### CUADRO 3.7 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA<sup>2/</sup> NETA 2024-2038, **ESCENARIO DE PLANEACIÓN (MWh/h)**

AÑO / MWh/h	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	NIS	SEN <sup>1/</sup>
2024	9,012	8,817	11,598	5,853	5,492	11,051	2,834	3,570	692	32	52,526	55,590
2025	9,284	9,018	11,867	6,003	5,639	11,284	2,974	3,737	729	33	53,885	57,121
2026	9,528	9,224	12,173	6,169	5,782	11,557	3,124	3,873	750	34	55,303	58,753
2027	9,719	9,437	12,466	6,312	5,909	11,875	3,254	3,992	773	35	56,701	60,281
2028	9,877	9,659	12,774	6,481	6,049	12,174	3,364	4,137	798	35	57,992	61,826
2029	10,056	9,886	13,105	6,636	6,210	12,607	3,481	4,277	820	36	59,598	63,565
2030	10,234	10,107	13,468	6,784	6,307	12,891	3,614	4,416	842	37	61,026	65,116
2031	10,413	10,312	13,843	6,895	6,442	13,244	3,735	4,539	867	37	62,505	66,712
2032	10,598	10,522	14,232	7,099	6,574	13,615	3,876	4,671	893	38	64,079	68,407
2033	10,788	10,745	14,629	7,278	6,664	14,066	4,017	4,780	922	38	65,731	70,176
2034	10,971	10,978	14,974	7,409	6,845	14,546	4,157	4,923	950	39	67,404	71,983
2035	11,166	11,197	15,413	7,549	7,060	14,921	4,305	5,033	981	40	69,111	73,810
2036	11,368	11,433	15,879	7,683	7,150	15,294	4,494	5,150	1,013	41	70,773	75,594
2037	11,592	11,675	16,342	7,889	7,310	15,665	4,678	5,256	1,047	41	72,593	77,541
2038	11,816	11,898	16,816	8,094	7,473	16,161	4,883	5,415	1,081	42	74,527	79,627

 $<sup>^{1\!/}</sup>$  Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.  $^{2\!/}$  Demanda máxima integrada no coincidente

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

PRODESEN 2024-2038



En la Figura 3.36 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2024 — 2029 y 2024 — 2038 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para

la GCR PEN y SIBCS con una tmca de 4.1% y 3.3%, y con menor crecimiento el SIMUL con 2.0%. Para el mediano plazo 2024 — 2029 la GCR PEN crecerá 4.4%, mientras que el SIMUL crecerá al 2.2%.

### FIGURA 3.36 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2024-2029 Y 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



<sup>&</sup>lt;sup>1/</sup>tmca, año de referencia 2023.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, en la Figura 3.37 se presentan los escenarios de pronóstico de la demanda máxima integrada neta para el SEN de los últimos diez ejercicios de Planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

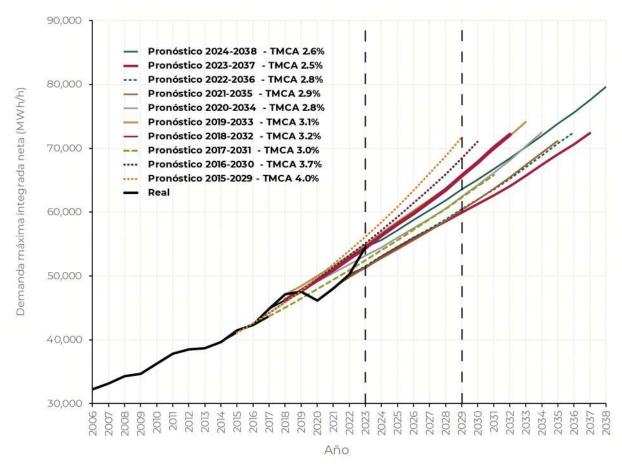
Se puede identificar que en el PRODESEN 2016 -2030 tiene una tmca de 3.7% derivado de las altas expectativas de crecimiento de las Reformas constitucionales, sin embargo, con el paso de los años el pronóstico de demanda máxima integrada neta fue disminuyendo para representar de mejor forma la situación real, en consecuencia, la demanda máxima integrada neta estimada del 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 se redujo a tmca del orden de 3.1%. Finalmente se aprecia

también que el inicio de la Contingencia Sanitaria y su evolución en los últimos años tuvo un impacto atenuador en las previsiones de la demanda máxima integrada neta de 2020-2024, 2021-2035, 2022-2036, 2023-2037 y 2024-2038 ubicándose en tasas de crecimiento entre 2.9 y 2.5%, el último de ellos con una recuperación moderada.

<sup>&</sup>lt;sup>2/</sup>Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.



### FIGURA 3.37 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN $^{\prime}$ 2015 A 2023, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN



<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>√Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.





**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)



**Torres de transmisión,** Tula. Hidalgo. **Central eólica,** Istmo de Tehuantepec, Oaxaca. Comisión Federal de Electricidad.



En cumplimiento con los artículos 11, fracción XII y el artículo 13 de la LIE, la SENER desarrolla los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas (PIIRCE), cuyos aspectos relevantes se incorporan en el Programa de Desarrollo del SEN.

Dado que el PRODESEN debe cumplir con el objetivo de ley de plasmar en un documento el análisis y planificación de las obras necesarias para contar con suficiente energía eléctrica, equipos y redes eléctricas para satisfacer la demanda de cada Usuario Final de electricidad en el país, este capítulo presenta los elementos relevantes del PIIRCE respecto de la instalación y el retiro de Centrales Eléctricas con base en proyecciones estadísticas y planteando escenarios factibles.

Atendiendo a lo establecido en el artículo 5 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica para la elaboración de este documento se consideraron:

...

I. Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica:

II. 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;

III. La política de Confiabilidad establecida por la Secretaría;

IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

V. La coordinación con la Planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del RLIE, Los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas no serán requisito para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán 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 dichos programas, por lo que queda de manifiesto el carácter indicativo de este programa, que en consecuencia no implica requisitos ni garantías.

Para la definición de estos programas, se llevó a cabo una revisión de los proyectos de generación, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo, así mismo, considerando lo establecido en el PND 2019-2024 en el rubro de Economía, se consideraron los proyectos estratégicos de generación de energía eléctrica que tienen por objeto la recuperación de la capacidad de generación de la CFE.

En la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), en su artículo 33, se establece que a la SENER le corresponde "establecer, conducir y coordinar la política energética del país, [...] con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia," como los que nos ocupan, incluyendo la Planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales del sector energético nacional, e iqualmente establecer mecanismos de coordinación con el CENACE.

Donde la Planeación energética deberá atender criterios de soberanía y seguridad energéticas, con el mejoramiento de la productividad energética, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impacto ambiental de la producción y consumo de energía, con una mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, siempre satisfaciendo las necesidades de energía de la población y

..."



fortaleciendo a las Empresas Productivas del Estado del sector energético.

Para lo anterior, la SENER fija la política para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, donde el PIIRCE descrito en este Capítulo con base a la Política de Confiabilidad vigente, a los Criterios establecidos en el PRODESEN 2023-2037; y sujeto a que el PIIRCE debe cumplir con minimizar la suma de los costos de inversión, la penalización por la energía no suministrada (Política de Confiabilidad), el valor esperado de los costos por: consumo de combustible, costos fijos y variables de operación y mantenimiento de las Centrales Eléctricas y de Transmisión, las externalidades (cumplimiento de reducción de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero), el uso de agua de los embalses de Centrales Hidroeléctricas, el costo por vertimiento de generación, y la incorporación gradual de energías limpias.

#### **4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)**

El PND 2019 – 2024 establece que "la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía eléctrica con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes", ya que el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales, tales como salud, vivienda y educación, condiciones que en su conjunto ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y a elevar la calidad de vida de sus habitantes

La propuesta de instalación de GD en México considera las entidades federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes<sup>30</sup> (comunidades rurales), con altos porcentajes de población en situación de pobreza<sup>31</sup> y con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y que cuentan con 1.0% o menos del total de paneles solares instalados<sup>32</sup>.

La integración de GD, principalmente de los sistemas de GD-FV, en los Sistemas Eléctricos

de Potencia debe tenerse en cuenta para la conformación de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para la elaboración de pronósticos de demanda y consumo, así como la interoperabilidad entre la RNT y las RGD en los programas de informática especializados para tal tarea

#### Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV)

La evolución anual de la capacidad de integración de la GD-FV ha tenido un crecimiento exponencial, influyendo directamente en la elaboración de las proyecciones del PIIRCE, ya que su incorporación año tras año modifica las series de tiempo (información estadística) de la demanda y consumo estimado por región y Sistema Interconectado.

En el capítulo anterior se presentó la evolución estimada de la capacidad a instalar acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, donde se observa que para el escenario de Planeación para 2030 se estima un valor de 8,426 MW, lo que representa un crecimiento del 152.2% respecto del cierre de 2023, así como un crecimiento promedio anual de 726. MW. En caso de tener mayor dinamismo (escenario alterno), se estima que para 2030 se tenga una Capacidad Instalada de 11,466 MW y un crecimiento promedio anual de 1,160 MW de GD-FV. Para la elaboración del PIIRCE 2024-2038 se considera el escenario de Planeación

Las disposiciones correspondiente a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER y la CRE necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología, ya que tiene 5 y 10 TWh de diferencia entre un crecimiento de Planeación y uno alterno con mayor velocidad en la implementación de GD-FV en 2030 y 2038 respectivamente, conllevaría a una significativa disminución en la producción de energía eléctrica generada por otros medios y a un consiguiente impacto en la Planeación de la expansión y modernización de la RNT y RGD, especialmente en la implementación de Redes Eléctricas Inteligentes en las RGD.

Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV y de otras tecnologías de GD, la Planeación y el control del SEN deberá modificarse en

 $<sup>^{30}</sup> www.cuentame.inegi.org.mx.\\$ 

<sup>31</sup> www.coneval.org.mx

<sup>32</sup> www.coneval.org.mx



concordancia con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del SEN.

El modelo de Planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, Redes Eléctricas Inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión.

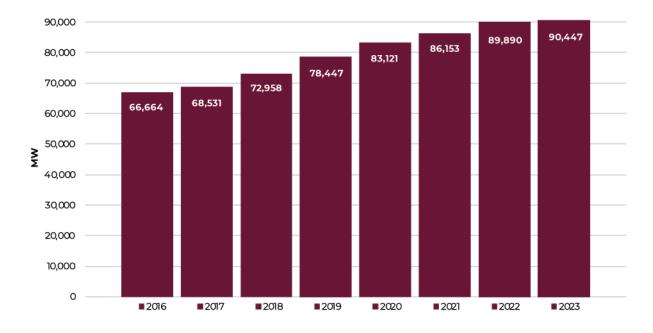
En el escenario de Planeación para el año 2038, se tiene una estimación de energía eléctrica producida en el SEN de 525,151 GWh y una producción de energía con GD-FV de 21,631 GWh en el SEN, lo que representa el 4.1% del total generado, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas técnicas (I<sup>2</sup>R) porque no se tendría la necesidad de transmitir ni distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD. En caso de presentarse el escenario alterno de mayor integración de la GD-FV, para el 2038 la producción de energía eléctrica por otras tecnologías en el SEN disminuirá en 10 TWh, lo que representaría una disminución del 1.98%, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas técnicas (I2R) por no transmitir ni distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD.

Por lo anteriormente descrito, la GD-FV tiene un impacto significativo en el PIIRCE ya que modifica el programa indicativo de instalación de Centrales Eléctricas, especialmente la incorporación gradual de energías limpias en la RNT.

# 4.2 PROGRAMA INDICATIVO DE INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Entre 2019 y 2023, la capacidad de generación eléctrica instalada en México aumentó 13.5%, período en el que la producción de energía inyectada neta se incrementó en 9.0%, por lo que la Capacidad Instalada ha aumentado a un ritmo bastante superior al crecimiento del consumo, lo que habla de una Planeación que ha sabido anticiparse al futuro. En la Figura 4.1 puede observarse la evolución de la Capacidad Instalada en operación comercial de 2016 a 2023 en el SEN (incluye unidades de centrales eléctricas en prueba).

FIGURA 4.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EL SEN 2016-2023 (MW), INCLUYE CENTRALES ELÉCTRICAS EN PRUEBAS



FUENTE: Elaboración propia con información de CRE, CENACE y CFE.

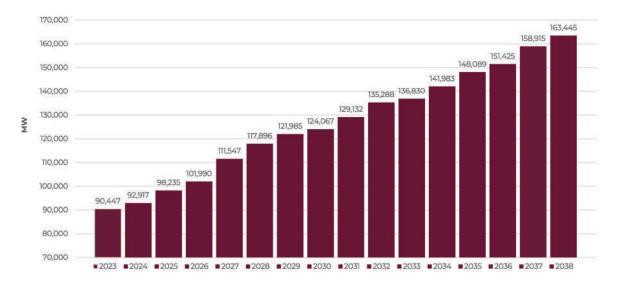


## 4.2.1 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023–2038

Esta sección describe la evolución estimada acumulada de Capacidad Instalada del SEN de 2023 a 2038, tanto total como por tecnología. La Figura

4.2 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (incluye Centrales Eléctricas en pruebas; no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado, ni GD) en el SEN, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2024 – 2038.

### FIGURA 4.2 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023-2038 (MW), INCLUYE CENTRALES ELÉCTRICAS EN PRUEBAS



No incluye GD, abasto aislado, ni autoconsumo local.

FUENTE: Elaboración propia con información de CANACE y CFE.

El PIIRCE, toma como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con las metas de cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronas con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la confiabilidad del SEN.

La Figura 4.3 muestra la Capacidad Instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2023, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2024-2038.

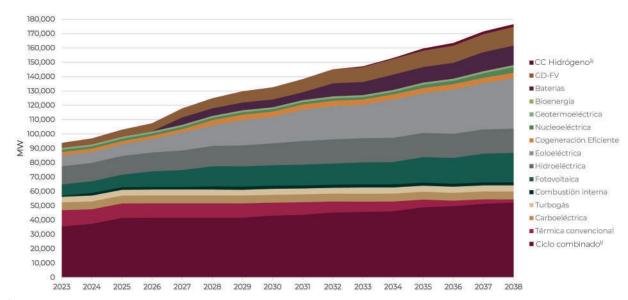
Es importante destacar que en 2023 el 39.2% de la Capacidad Instalada total (operación comercial,

pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y Almacenamiento con Baterías, y para el año 2038, esta participación se incrementará a 62.4%.

Para el periodo 2024-2027, sólo considera los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024. A partir de 2028 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazo (de la simulación generada por programas estadísticos), cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.



### FIGURA 4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA POR TECNOLOGÍA, 2024-2038 (MW)



 $<sup>^{1}</sup>$ Considera la proporción de 75% de gas natural de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno y las conversiones de 12 proyectos de CC con 100% gas natural a: 75% de gas natural y 25% de hidrógeno.

FUENTE: Elaboración propia con información de CANACE y CFE.



**Central fotovoltaica,** Puerto Peñasco, Sonora. Comisión Federal de Electricidad.

<sup>&</sup>lt;sup>2/</sup>Considera Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno en una proporción de 25%.

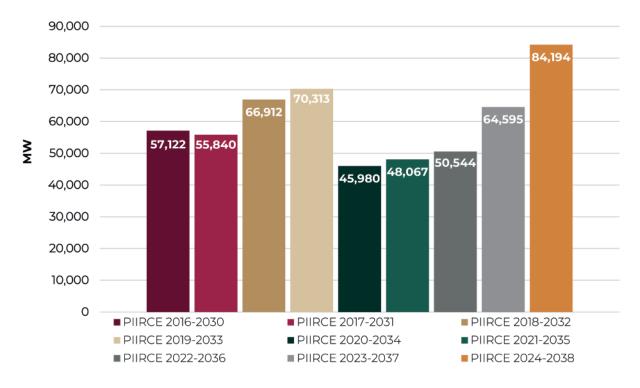


### 4.2.2 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2024-2038

Para el PIIRCE 2024 – 2038 se estima una adición neta de capacidad de generación de 84,194 MW, sin

considerar la Generación Distribuida. En la Figura 4.4, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas en los distintos ejercicios del PIIRCE para los periodos 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036, 2023-2037 y 2024-2038.

### 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)



FUENTE: Elaboración propia con información de CANACE y CFE.

En la Figura 4.4 se observan variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIIRCE, esto se debe principalmente a la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo, escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de GEI, uso de hidrógeno verde en CCC, integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento, sustituciones, retiros y otras tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico.

Si bien se menciona a nivel mundial la producción de energía eléctrica con hidrógeno verde, es necesario su incorporación en sitios donde se tengan recursos naturales como sol, viento y agua, dados los grandes volúmenes de recurso hídrico, de fuente primaria de energía solar y eólica para el proceso de electrólisis (aproximadamente nueve kilogramos de agua para producir un kilogramo de hidrógeno en condiciones ideales). La propuesta inicial para transportar el hidrógeno verde en forma de gas, para lo cual se espera adaptar parte de la infraestructura de gas natural, ya que construir gasoductos adicionales conlleva altos costos de capital, aunado a la parte ambiental. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán podrían ser utilizados, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar se presenta en Baja California Sur, donde tiene grandes recursos naturales y necesidades de capacidad de generación eléctrica.



A su vez, aprovechando el desarrollo de la infraestructura en producción de hidrógeno verde, se analizó en este ejercicio del PIIRCE la conversión de 5,789 MW de capacidad de CC con una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno entre 2033-2036, y la incorporación de 1,829 MW en CC nuevos con esta mezcla de combustibles

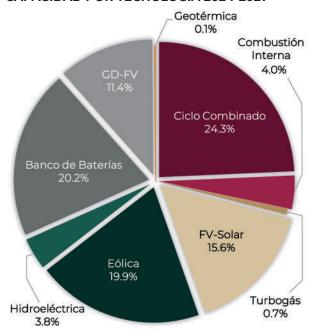
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO actualmente sin baterías y además reducir congestiones y sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión. Con el cambio que se está gestionando y desarrollando en la tecnología de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming) la operación de sistemas de almacenamiento con baterías garantizará la confiabilidad con una mayor integración de Centrales Eléctricas asíncronas en los Sistemas Eléctricos de Potencia, por lo que se considera una adición de 13,501 MW entre 2024 y 2038. Para el ejercicio los sistemas de almacenamiento con baterías incorporados del PIIRCE 2024-2038 se consideran 4 horas de almacenamiento.

En el PIIRCE también se consideran 2,350 MW de adición de capacidad nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea accesible para su integración al SEN.

### 4.2.2.1 Adiciones de capacidad instalada 2024-2027

El PIIRCE 2024-2038 estima que entre 2024 y 2027 tenga lugar una incorporación de capacidad interconectada a instalar de 22,360 MW en el SEN; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD, se estiman 25,251 MW (escenario Planeación). Si además se descuenta, de la capacidad anterior la capacidad, convertida y sustituida, la capacidad adicionada neta alcanzará los 23,991 MW. La gráfica de la Figura 4.5 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología entre 2024 y 2027, considerando la integración de la GD, se estima una adición del 71.0% de Energías Limpias y sistemas de almacenamiento con baterías asociados a la instalación de Energías Limpias, en el periodo.

### FIGURA 4.5. PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2024-2027



**FUENTE:** Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

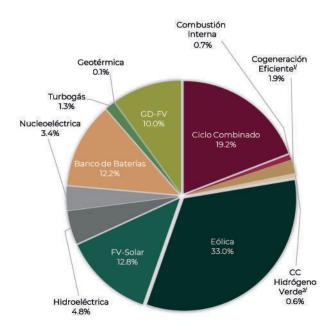
### 4.2.2.2 Adiciones de capacidad instalada 2028-2038

Del periodo 2028 a 2038 el PIIRCE estima una adición de capacidad interconectada a instalar de 61,834 MW; si le agregamos los 6,839 MW esperados de adición de GD-FV para dicho periodo, la Capacidad Instalada adicional asciende a 68,673 MW; y si le descontamos capacidad estimada a retirar, sustituir y convertir durante periodo, la Capacidad Instalada neta adicional alcanza los 58,737 MW.

La Figura 4.6 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2028-2038, donde el 80.1% corresponde a Energías Limpias y sistemas de almacenamiento con baterías asociadas a estas. En este ejercicio del PIIRCE 2024-2038 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (8,412 MW de 2028-2038) con el objetivo de aumentar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores) ante diferentes disturbios que puedan presentarse en el sistema de almacenamiento que está vinculado a futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento.



#### FIGURA 4.6 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2028-2038



<sup>1</sup>/Ciclo Combinado con un sistema de cogeneración eficiente.

<sup>2/</sup>Considera la proporción de 25% de hidrógeno de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno.

**FUENTE:** Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

Se proyecta que los CC de gas natural disminuyan progresivamente el uso de gas natural ya que actualmente es de 100% y aumente el uso de hidrógeno hasta alcanzar, en el año 2036, una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno, con lo que se aceleraría la transición energética.

Los CC que no se consideran con hidrógeno, se ubican en regiones con recursos de gas natural, necesarias para el desarrollo económico nacional, pero donde el recurso de hidrógeno no es accesible, por lo que, se ubican en estas regiones atendiendo el artículo 5, fracción IV y V, del Reglamento de la LIE.

### **4.2.2.3** Adiciones de capacidad instalada de proyectos estratégicos

De 2024 a 2027 se espera adicionar un total de 8,762 MW de capacidad neta de generación por

medio de los Proyectos Estratégicos<sup>33</sup>, lo cual puede observarse en la Figura 4.7. La SENER determinó como Proyectos Estratégicos de infraestructura en el PIIRCE a un grupo de Centrales Eléctricas que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la confiabilidad del SEN y fortalecer a las empresas productivas del Estado del Sector energético, como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024, el artículo 11, fracción XIII y 13, de la LIE, así como las fracciones V y XXIX de la LOAPF.

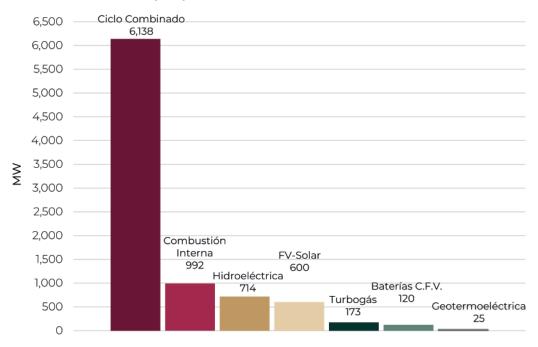
Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad. seguridad sustentabilidad, У así como para continuar con la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpias renovables intermitentes, es imperativo la puesta en operación de nuevas Centrales Eléctricas para satisfacer las necesidades del país y de respaldo a las Centrales Eléctricas variables e intermitentes sin Energía Cinética (Inercia Física) y con reducida capacidad de aportación al nivel de corto circuito. Estos proyectos se establecen en el PIIRCE como proyectos estratégicos y prioritarios basados en los supuestos relativamente firmes del futuro, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados.

La tecnología de las Centrales Eléctricas de CC, Turbogás y de Combustión Interna brindan una mayor flexibilidad en la operación, comparadas con las unidades de Central Eléctrica con fuentes de Energías Limpias en operación, que fueron concebidas en su diseño para operar en carga base y su capacidad de regulación primaria para cubrir la variabilidad, incertidumbre de la demanda y salida fortuita de la contingencia sencilla más severa para un desbalance carga-generación.

<sup>33</sup> La cifra de adición de capacidad puede variar una vez establecida la firma del Contrato de Interconexión con CEE Transmisión



FIGURA 4.7 ADICIONES DE CAPACIDAD NETA DE LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA 2024-2037 (MW)

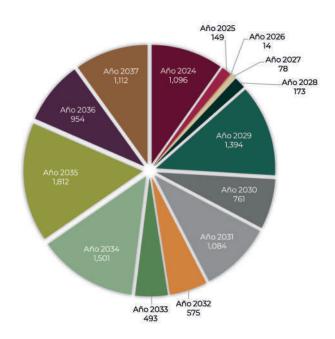


FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE.

#### 4.2.3 CAPACIDAD DE SUSTITUCIÓN O RETIRO POR MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2024-2038

La Figura 4.8 presenta la Capacidad Instalada a modernizar con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2024 a 2038, donde 11,182 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica Térmicas y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas. La sustitución permitirá la modernización de la Capacidad Instalada convencional garantizando contar con Unidades de Centrales Eléctricas flexibles que permitirá la incorporación gradual de Energías Limpias.

#### FIGURA 4.8 CAPACIDAD DE SUSTITUCIÓN O RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS (MW)



**FUENTE:** Elaboración propia con información de CENACE y CFE.



### 4.2.4 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2038

La Capacidad Instalada esperada al 2038 es de 176,516 MW, cifra que es el resultado de la suma de la Capacidad Instalada en operación y pruebas en

2023 más la suma de todas las adiciones netas de capacidad para el período 2024-2038. Las adiciones netas de capacidad son las adiciones de capacidad menos los retiros, sustituciones y conversiones de capacidad dentro del período analizado, como se ve en el Cuadro 4.1.

### CUADRO 4.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2038 (MW), SE INCLUYE CENTRALES EN PRUEBAS

CAPACIDAD	CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN	AD DE CAP	CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA		
	2023	2024-2027	2028-2038	2024-2038	AL 2038
1. Interconectada***(+)	90,447	22,360	61,834	84,194	174,641
2. Generación Distribuida (+)	3,341	2,891	6,839	9,730	13,071
3. Retiros, sustituciones y conversiones (-)	0	1,259	9,937	11,196	11,196
4. Capacidad instalada neta** (1+2-3)	93,788				176,516
Adiciones Netas*		23,992	58,736	82,728	

<sup>\*</sup> Las Adiciones Netas de Capacidad Instalada equivalen a la capacidad interconectada adicionada más la capacidad de la GD-FV adicionada menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CFE y CRE.



**Central hidroeléctrica,** Coahuayutla de Jose María Izazaga, Guerrero. Comisión Federal de Electricidad.

<sup>\*\*</sup> La Capacidad Instalada Neta equivale a la capacidad interconectada más la capacidad de la GD menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.

<sup>\*\*\*</sup> Incluye Centrales Eléctricas en fase de pruebas y el total de GD (ver Capitulo 3).



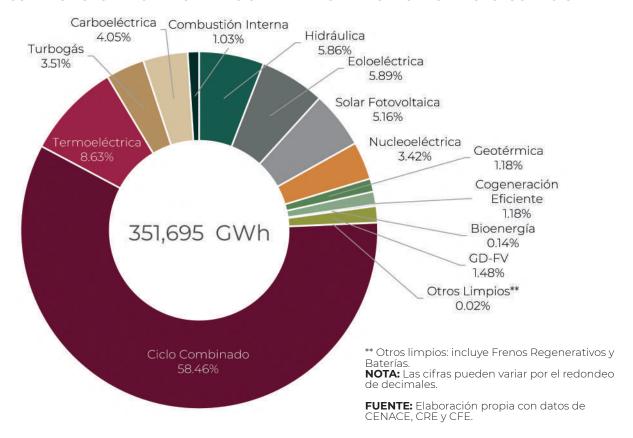
### 4.2.5 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En 2023 el SEN, considerando la generación distribuida FV de 5,191 GWh, se registró una generación total de energía eléctrica equivalente de 351,695 GWh, de lo cual 24.32% correspondió a

Energías Limpias, y el 75.68% restante correspondió a energías fósiles, para mayor referencia ver Figura 4.9.

En 2023 por ser año seco, se tuvo una reducción significativa en la generación de energía eléctrica con Centrales Hidroeléctricas con respecto a los últimos dos años, si se compara la reducción fue del 42% y 40.6% respecto a 2022 y 2021.

#### FIGURA 4.9 PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA 2023



De los compromisos internacionales se tiene el Acuerdo de París, donde se establecieron las medidas no condicionadas con la reducción de emisiones nacionales de GEI en un 22% al 2030, de los compromisos de los diferentes sectores participantes se estableció para sector eléctrico la reducción del 31% con respecto a la línea base.

En 2022 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales a través del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático publicó la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) donde al componente de mitigación, México aumenta su meta de reducción de Gases de Efecto Invernadero de 22% a 35% en 2030, con respecto a su línea base.

De forma condicionada, México puede aumentar su meta al 2030 hasta 40%, con respecto a su línea base en 2030, si se escala el financiamiento internacional, la innovación y transferencia tecnológica, y si otros países, principalmente los mayores emisores, realizan esfuerzos conmensurados a los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París.

En particular, el país cuenta con medidas en tres grandes líneas de acción: a) la integración de energía limpia en la generación eléctrica; b) la sustitución de combustibles de alto contenido de carbono



por gas natural en centrales de alta eficiencia, y c) la reducción de las pérdidas técnicas de la red eléctrica. De las tres medidas, se ha trabajado tanto el sector público como privado en los últimos años.

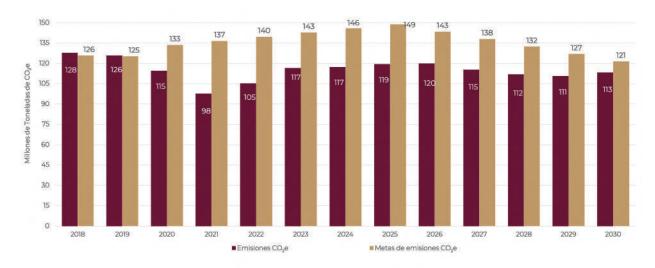
En este ejercicio de Planeación, con la incorporación de 31,739 MW de Energías Limpias (con 1,338 MW de Cogeneración Eficiente) al 2030 y la sustitución de combustibles fósiles como carbón y combustóleo por gas natural una tendencia a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>e en cumplimiento del Acuerdo de París y la nueva Meta de reducción de GEI al 2030 considerando el factor de emisión dado por CRE/SEMARNAT, publicado el 29 de febrero de 2024 de 0.438 tCO<sub>2</sub>e/MWh (2023 a 2030). La Figura 4.10 presenta las emisiones de CO<sub>3</sub>e del periodo 2018 a 2030, donde se observa que en el periodo 2024 a 2030 ya con el cambio de línea base para las emisiones de CO<sub>2</sub>e de la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional y tomando como base el factor de emisión dado por la CRE/SEMARNAT, las emisiones de CO<sub>2</sub>e estimadas están por debajo de la línea base y se tiene una tendencia a incrementar las emisiones evitadas.

El PIIRCE considera que la infraestructura de transmisión instruida de ejercicios de Planeación 2015-2029 a 2023-2037 y las propuestas de este ejercicio de Planeación 2024-2038 se llevarán a cabo. Además, es importante la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías para el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia y reducción de emisiones de GEI, así como la mejora en la confiabilidad para garantizar una operación confiable en cumplimiento de la Política de Confiabilidad vigente.

La Figura 4.11 presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2024 a 2038 en el SEN. En la gráfica se puede observar que a partir de 2035 la incorporación de hidrógeno verde en las CCC permitirá disminuir notablemente el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas, acelerando así la transición energética. Esta estimación incluye la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo se considera como autoconsumo local.

Una mayor incorporación de GD-FV como es el caso ampliado presentando en el Capítulo 3, trae consigo la reducción aproximada de 8.5 millones de toneladas de CO<sub>3</sub>e entre el periodo de 2024-2030.

#### FIGURA 4.10 CUMPLIMIENTO DE EMISIONES DE CO,e 2018-2030



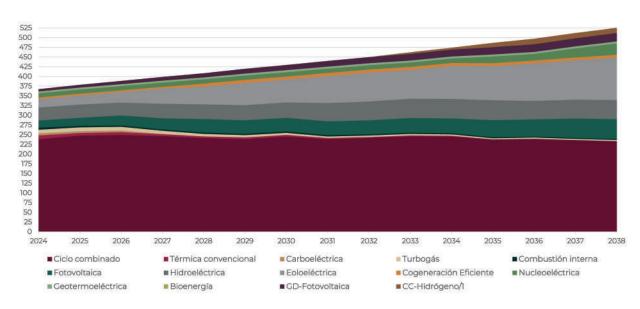
FUENTE: Elaboración propia SENER con información de CENACE y CRE.





**Central geotérmica,** Chignautla, Puebla Comisión Federal de Electricidad.

### FIGURA 4.11 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PIIRCE 2024-2038 (TWh)



Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.  $^{\lor}$  considera una mezcla del 75% gas y 25% hidrógeno verde

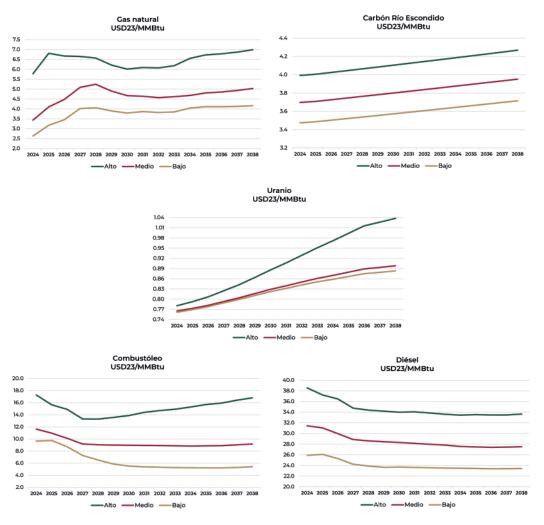
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE.



### 4.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para este ejercicio estadístico de Planeación para el PIIRCE se utiliza el pronóstico de precios de combustibles de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 4.12 presenta dichas trayectorias.

### FIGURA 4.12 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

En el Cuadro 4.2, se presenta la evolución estimada de los precios de combustibles nivelados para el periodo 2024-2038, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN. La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PIIRCE y las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.



#### CUADRO 4.2 EVOLUCIÓN DE PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN USD/MMBTU

COMBUSTIBLES	2020-2034	2021-2035	2022-2036	2023-2037	2024-2038
Combustóleo	5.55	5.85	7.99	9.91	9.72
Diésel	20.82	21.11	22.11	28.14	29.02
Carbón	3.82	3.57	3.55	4.73	4.91
Gas Natural	2.95	3.18	3.16	4.13	4.57
Uranio	0.73	0.73	0.72	0.78	0.82

FUENTE: Elaboración propia con información de CFE.

#### 4.4 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA

La Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RPeMR) consiste en la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW) y el consumo de energía eléctrica (GWh). Por su parte, el Margen de Reserva (MR) es indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante un periodo de análisis.

En los estudios realizados se consideró el MR conforme al valor indicativo de la reserva de Planeación eficiente en términos de margen de reserva se consideró el MR eficiente, dictado en la Política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 horas. Para los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local, en cada Sistema Interconectado.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la FV, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará indisponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche, lo que trae consigo la necesidad de sistemas de almacenamiento con baterías.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

Donde: CD es la capacidad neta disponible expresada en MW y DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas en MW.

El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del ( $\geq$ 6% SIN y  $\geq$ 11% otros)<sup>34</sup>.

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en los Sistemas se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas. La Figura 4.13 presenta el comportamiento de la RPeMR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN, mientras que la Figura 4.14 muestra el comportamiento de la RPeMR para el escalón de la demanda máxima nocturna.

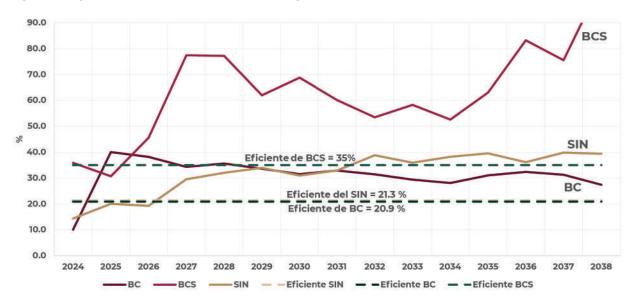
101

PRODESEN 2024-2038

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup>Tabla 1.1.6 Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN, Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, Código de Red.

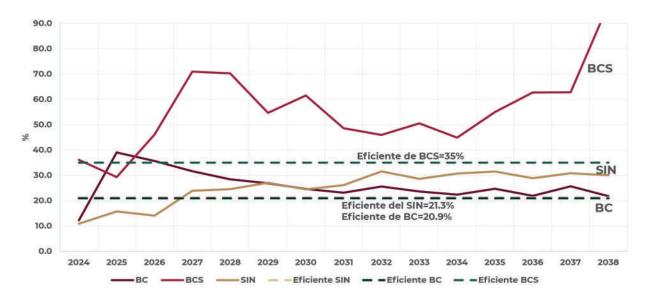


FIGURA 4.13 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE.

FIGURA 4.14 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA NOCTURNA



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE.

102 PRODESEN 2024-2038

# 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



Subestación eléctrica, Tuxpan, Veracruz. Central nucleoeléctrica, Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz.

Comisión Federal de Electricidad.



#### 5.1 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

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) se llevarán a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25 y 27:

"Tratándose de la Planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica"; "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";

Y el Transitorio 8vo. del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución, en materia de energía:

"Octavo. Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquéllas".

Adicionalmente, el artículo 14 de la LIE establece que:

"La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

Los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los Transportistas y Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas."

Por tanto, el CENACE ha conciliado y establecido dentro de su normativa el Procedimiento de Coordinación de la Participación de Transportistas y Distribuidores en la elaboración del PAM de la RNT y las RGD que correspondan al MEM, el cual se aplica en cada ciclo de Planeación anual, donde se realizan reuniones de trabajo con CFE Transmisión y CFE Distribución para evaluar las propuestas de ampliación y modernización, las cuales son sometidas a los lineamientos técnicos y de rentabilidad que establece la normativa.

También, tal como se indica en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, incluido en el Código de Red, se establece el procedimiento para la elaboración de la Planeación del SEN donde se define un proyecto 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.

Las propuestas de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM procuran cumplir con los criterios establecidos en la LIE y la LTE, y cuyos objetivos son los siguientes:

- i) Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
- ii) Preservar y mejorar la confiabilidad del SEN.



- iii) Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
- iv) Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.
- v) Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica por efecto joule (I²R).
- vi) Incorporar tecnologías de REI.

#### 5.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

El proceso de Planeación de la RNT y las RGD que correspondan al MEM inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año previo, identificando las problemáticas que se presentaron en cada Gerencia de Control Regional, como pueden ser la saturación de la red de transmisión, sobrecarga en bancos de transformación, bajas y altas tensiones, interrupciones en el Suministro Eléctrico por congestión, comportamiento de la generación hidráulica y del margen de reserva operativo, entre otros.

Posteriormente, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de confiabilidad para el corto y mediano plazos, los cuales deberán contener:

- i) El modelo de la Red Eléctrica completa del SEN (RNT, RGD que correspondan al MEM y Centrales Eléctricas), incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento;
- ii) Los proyectos de Centrales Eléctricas definidos en el PIIRCE:
- iii) Los proyectos de la RNT y las RGD que correspondan al MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y el Distribuidor;
- iv) El pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y;
- v) La estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación sistemática 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 unidades de Centrales Eléctricas necesarias por confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con Energía Limpia variable e intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos base al corto y mediano plazos, se realizan estudios de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el SEN y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y de los criterios indicados en el *Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional*.

Posteriormente, una vez analizados los resultados del comportamiento de la Red Eléctrica ante las condiciones descritas previamente, en caso de requerirse nueva infraestructura eléctrica para cumplir con los criterios mencionados, se identifican y analizan alternativas de refuerzos en la Red Eléctrica tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (Criterio n-1), y en los casos que se requiera contingencias n-2 de la Categoría C como establece el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional que pudieran producir impactos más severos en el SEN, donde el criterio de selección puede requerir ajustes como la interrupción controlada de carga o desconexión controlada de elementos de transmisión o unidades de Central Eléctrica, es decir Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección de Sistema. Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Después de definir las alternativas de solución, se lleva a cabo una evaluación económica que permite cuantificar el costo-beneficio de cada proyecto



de la RNT y las RGD que correspondan al MEM en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores económicos de rentabilidad que determinan si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

- i) Modelo simplificado del SEN en 100 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de líneas de transmisión entre regiones de transmisión con impacto entre regiones y/o GCR en donde los beneficios del proyecto permiten aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación coordinada de una manera técnica y económicamente viable, el uso de las diferentes tecnologías para la producción de energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes.
- ii) Modelo de Corriente Directa completo del SEN de cada GCR en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión, donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la Red Eléctrica puede ser relevante para el sistema.
- iii) Modelo completo de Red Eléctrica en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión, donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

Adicionalmente, durante el proceso de análisis del comportamiento de la Red Eléctrica se confirman la fecha de entrada en operación necesaria de los proyectos programados.

Como parte del proceso de ampliación de la RNT, se realizan reuniones de trabajo entre CENACE y el Transportista, donde este último presenta problemáticas identificadas y propuestas de solución, las cuales analiza a detalle CENACE para determinar si los proyectos programados las resolverán, o se requerirá algún refuerzo que propondrá y evaluará CENACE.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión, transformación y compensación que se verifican anualmente conforme se actualiza el PIIRCE, el pronóstico de crecimiento de la demanda y la evolución de precios de los combustibles.

El proceso de ampliación de las RGD que correspondan al MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE y de CFE Distribución, con el obieto de revisar las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones, el cual rige la Planeación de las RGD que correspondan al MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento pronosticado de la demanda por subestación eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año n+4 o n+5, esto dependerá de la complejidad del proyecto propuesto.

Posteriormente, CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar la necesidad o no, de posibles refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

#### 5.3 PROCESO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, en los cuales se llevan a cabo estudios de confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento



a cada una de las propuestas para incorporarlas al Programa; tomando en cuenta la definición de Modernización que se establece como "toda sustitución o modificación de equipos o Elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno"55.

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

- a) Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.
- b) Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por descontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos sobre la remanencia de vida útil.
- c) Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.
- d) Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.
- e) Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

f)Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

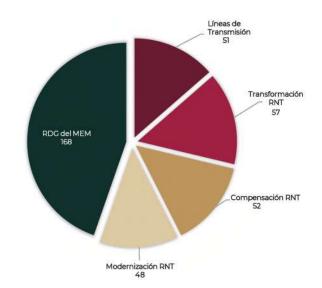
#### 5.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE 2015 A 2023

En el periodo 2015 a 2023 la SENER ha instruido a CFE Transmisión 208 proyectos de ampliación y modernización de la RNT, y a CFE Distribución ha instruido 168 proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM. En la figura 5.1 se muestra los proyectos instruidos en la RNT y las RGD del MEM que están en proceso de desarrollo.

De los proyectos instruidos a Transmisión, 51 de ellos la obra principal consiste en líneas de transmisión, 57 la obra principal consiste en bancos de transformación de la RNT, 52 la obra principal consiste en equipo de compensación de potencia reactiva y 48 proyectos de modernización de diferentes características.

A CFE Distribución se han instruido 168 proyectos en las RGD que correspondan al MEM, que consideran bancos de transformación (nuevos o sustituciones).

#### FIGURA 5.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN LA RNT Y LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

<sup>35</sup> RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden 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.



### 5.4.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN OPERACIÓN

construcción de 14 proyectos de ampliación de la RNT; En Cuadro 5.1. se muestran los proyectos mencionados.

A la fecha, CFE Transmisión ha terminado la

#### CUADRO 5.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL / SISTEMA INTERCONECTADO AISLADO	ENTIDAD FEDERATIVA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
El Habal Banco 2 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Ascensión II Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
Mezquital MVAr (traslado)	Mulegé	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalía Banco 2	Mulegé	Baja California Sur	jun-21
El Carrizo MVAr (traslado)	Noroeste	Sonora	dic-21
Recreo MVAr	Baja California Sur	Baja California Sur	dic-21
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	Noreste	Tamaulipas	jun-22
Quilá MVAr (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Frontera Comalapa MVAr	Oriental	Chiapas	mar-23
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	Occidental	Nayarit	abr-23
Nuevo Casas Grandes Banco 3	Norte	Chihuahua	oct-23
Campos Banco 1 (SF <sub>6</sub> ) <sup>1/</sup>	Occidental	Colima	oct-23
Pericos MVAr	Noroeste	Sinaloa	dic-23
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Occidental	Querétaro	dic-23

 $\textbf{NOTA:} \ ^{\prime} \ \mathsf{Proyecto} \ \mathsf{instruido} \ \mathsf{por} \ \mathsf{la} \ \mathsf{SENER}, \mathsf{tanto} \ \mathsf{para} \ \mathsf{CFE} \ \mathsf{Transmisi\'{n}} \mathsf{o} \mathsf{como} \ \mathsf{para} \ \mathsf{CFE} \ \mathsf{Distribuci\'{o}n}, \mathsf{ver} \ \mathsf{cuadro} \ \mathsf{5.2}$ 

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

En cuanto a las RGD que correspondan al MEM, de ampliación; los cuales se presentan en el Cuadro CFE Distribución ha puesto en servicio 33 proyectos 5.2.

PRODESEN 2024-2038 109



#### CUADRO 5.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE DISTRIBUCIÓN EN OPERACIÓN

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL / ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ENTIDAD FEDERATIVA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Morelos Banco 2	Noreste / Saltillo	Coahuila	jun-20
Puebla I SF <sub>6</sub> Banco 1 (sustitución)	Oriental / Puebla Poniente	Puebla	oct-20
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental / Zacatecas	Zacatecas	oct-20
Mazatlán Banco 1 (sustitución)	Oriental / Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	nov-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular / Chetumal	Quintana Roo	dic-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental / Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	ene-21
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	Oriental / Coatzacoalcos	Veracruz	may-21
Umán Banco 2	Peninsular / Mérida	Yucatán	jul-21
Tuzania Banco 2	Occidental / Guadalajara	Jalisco	ago-21
Tlajomulco Banco 2	Occidental / Guadalajara	Jalisco	dic-21
La Salada Banco 2	Norte / Casas Grandes	Chihuahua	dic-21
Tambaca Banco 1 (sustitución)	Noreste / Río Verde	San Luis Potosí	ene-22
Carranza Banco 2	Baja California / Mexicali	Baja California	mar-22
Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	Oriental / Coatzacoalcos	Veracruz	mar-22
Zac Nicté Banco 2	Peninsular / Riviera Maya	Quintana Roo	may-22
Río Sonora Banco 2	Noroeste / Hermosillo	Sonora	jun-22
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	Oriental / Poza Rica	Veracruz	nov-22
Simojovel Banco 2	Oriental / Villahermosa	Tabasco	nov-22
Mazatlán Oriente Banco 2	Noroeste / Mazatlán	Sinaloa	dic-22
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	Oriental / Veracruz	Veracruz	dic-22
Perote II Banco 1 (sustitución)	Oriental / Teziutlán	Puebla	dic-22
Tempoal II Banco 2	Noreste / Huejutla	Veracruz	feb-23
Pacífico Banco 2	Baja California / Tijuana	Baja California	may-23
Alom Banco 2	Peninsular / Mérida	Yucatán	jul-23
González Ortega Banco 3	Baja California / Mexicali	Baja California	jul-23
Nanchital II Banco 2 (sustitución)	Oriental / Coatzacoalcos	Veracruz	sep-23
Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	Norte / Durango	Durango	sep-23
Xcalacoco Banco 2	Peninsular / Riviera Maya	Quintana Roo	sep-23
Campos Banco 1 (SF <sub>6</sub> )	Occidental / Manzanillo	Colima	oct-23
Palenque Banco 1 (sustitución)	Oriental / Los Ríos	Chiapas	nov-23
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	Noreste / Valles	San Luis Potosí	nov-23
Maniobras Munisol Banco 1	Noroeste / Hermosillo	Sonora	nov-23
Tepeyac Banco 2	Oriental / Poza Rica	Veracruz	dic-23

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.



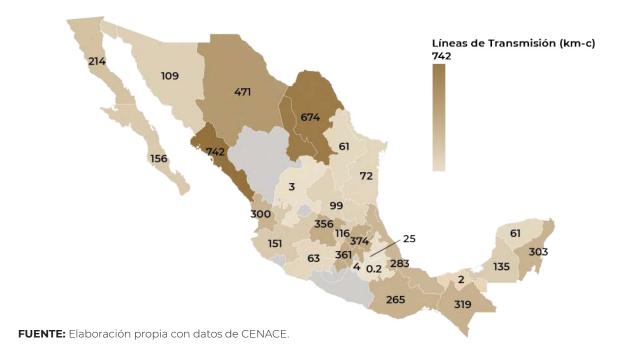
### 5.4.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LA RNT

Se prevé que desde el segundo semestre de 2024 y hasta 2030 entren en operación 194 proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión y 135 proyectos instruidos a CFE Distribución, los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos como son: construcción, contratación, concurso, autorizaciones y actividades y estudios previos.

#### Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 5,719 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor infraestructura será en los estados de Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Hidalgo, Estado de México y Guanajuato. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD que correspondan al MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 5.2 se puede observar el detalle por entidad federativa.

### FIGURA 5.2 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA<sup>36</sup>



Para el estado de Sinaloa la principal contribución a los kilómetros de línea proviene del proyecto "I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte", donde se tiene un alcance de construcción de líneas de transmisión de 612 km-c, que permite reforzar la red troncal de 400 kV, además de que este proyecto contempla la adición de 170 km-c en el estado de Nayarit.

Los estados de Coahuila y Chihuahua tendrán su principal contribución por el proyecto "I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte" donde se tiene un alcance de construcción de 600 y 469 km-c de líneas de transmisión respectivamente.

En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País", el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

PRODESEN 2024-2038 111

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la Información de campo de CFE



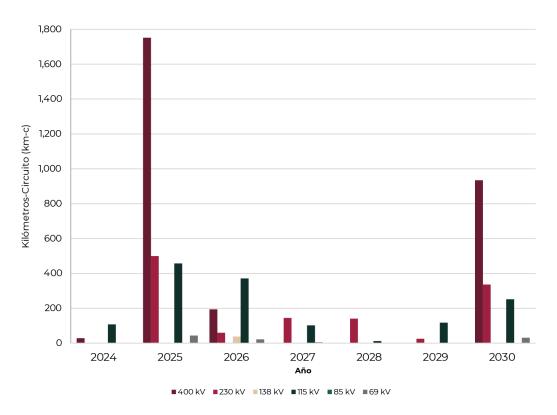
El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus líneas de transmisión motivado por un número amplio de proyectos, entre los que destacan "P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias-Querétaro", "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4" y "P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III".

En la Figura 5.3 se detallan las adiciones a la RNT de líneas de transmisión por año y nivel de tensión.

En 400 kV se agregará un total de 2,908.1 km-c, en 230 kV 1,205.3 km-c y de 161 a 69 kV 1,558.3 km-c.

En 2025 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,802.1 km-c, le sigue 2030 con un total de 1,553.4 km y 2026 con 685 km en ese año. Sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2025 motivada por los proyectos "I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País" y "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte"<sup>37</sup>.

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<sup>38</sup>



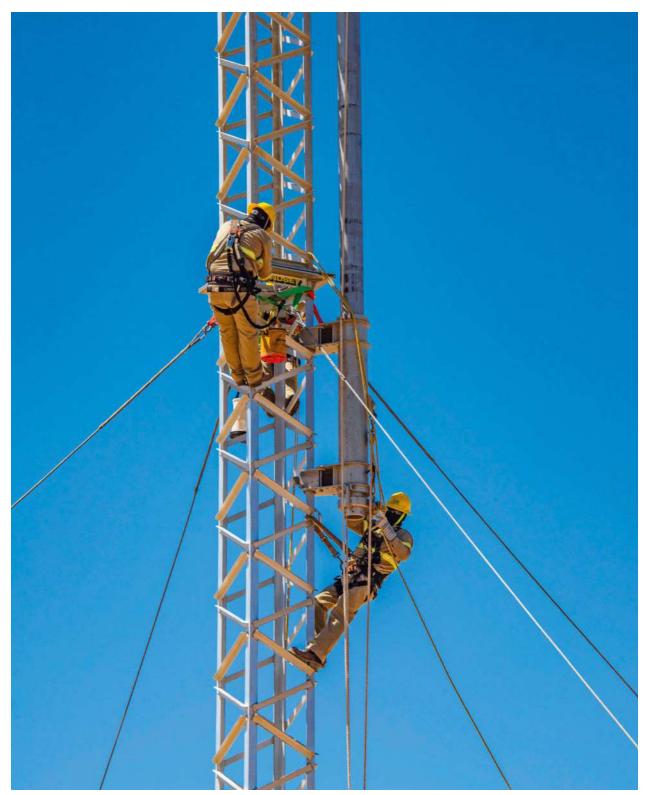
FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

112 PRODESEN 2024-2038

 $<sup>^{\</sup>it 37}$  CFE Transmisión reporta terminación en 2025 a CENACE.

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> Íbidem 36.





**Ejercicio de maniobra durante el izaje de estructura de emergencia.** Reunión Nacional de Huracanes 2024. Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.

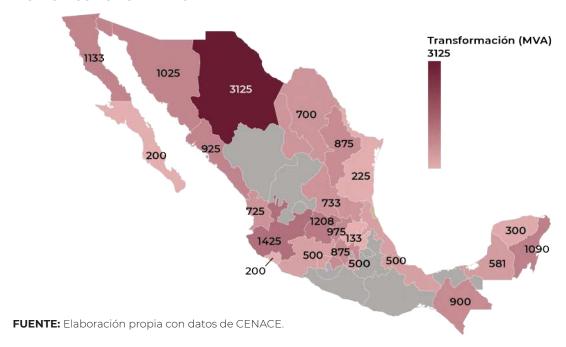


#### Proyectos de capacidad de transformación

Los proyectos de ampliación de la RNT en materia de transformación instruidos por SENER a CFE Transmisión representan un total de 18,854.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua, Jalisco, Guanajuato, Baja California, Quintana Roo y Sonora. En la figura 5.4 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Chihuahua, se tienen los proyectos de mayor participación "P22-NT1 Paso del Norte Banco 2", "I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste - Norte", "P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5", "P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3", "P19-NT1 Terranova Banco 2", "P17-NT5 Francisco Villa Banco 3" y "P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma" los cuales adicionan 3,125 MVA de capacidad de transformación.

### FIGURA 5.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos "P16-OC1 Guadalajara Industrial", "P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)", "P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)", "P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa" y "P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos", los cuales adicionan 1,425 MVA de capacidad de transformación.

En el estado de Guanajuato resaltan los proyectos instruidos "P16-OC2 Potrerillos Banco 4", "P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)" "P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III", "P22-OC2 Atención al suministro de la zona

Irapuato" y "P19-OC2 San José Iturbide Banco 4", los cuales incrementan 1,208.3 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incluye los proyectos "P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada", "P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3", "P19-BC1 Tijuana I Banco 4", "P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada" y "P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana" los cuales agregan 1,133.3 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la



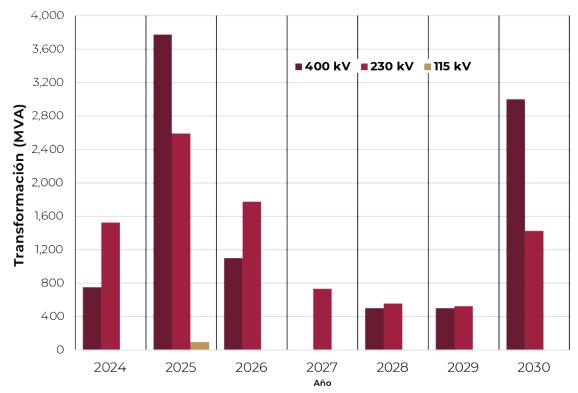
demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)", "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II", los cuales adicionarán 1,090.0 MVA de capacidad de transformación.

En lo referente al estado de Sonora se tiene un incremento de 1,025 MVA de capacidad instalada el cual es impulsado por tres proyectos, "P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo", "P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco", "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" y "P22-NO1 Incrementos

en la Capacidad de Transformación en las zona Guasave y Los Mochis".

En la Figura 5.5 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 9,625 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 9,133.2 MVA de capacidad, en cuanto al nivel de 115 kV hacia niveles inferiores de tensión se tiene programada la adición de 96.2 MVA. En 2025 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 6,462.8 MVA, seguido por 2030 con 4,425 MVA.

### 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<sup>39</sup>



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

#### Proyectos de compensación capacitiva

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 11,475 MVAr de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Chihuahua, Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca, y Veracruz. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 77.4 MVAr de compensación

FEMAX CERTAIN XWEET NATURALE FEMAX CERTAIN XWEET CONTRACTOR OF THE 
<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> Íbidem 36.



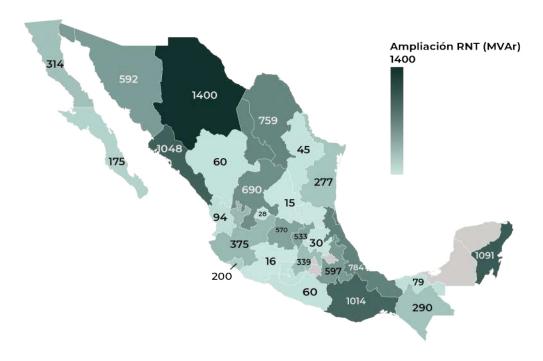
en media tensión. En la Figura 5.6 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Recientemente, para el estado de Chihuahua se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 1,400 MVAr, derivado de los proyectos "123-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste - Norte", "P22-NT2 Soporte de Tensión en la Zona Chihuahua" y "120-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte" que impactará con una

aportación considerable a instalarse en la RNT en distintos estados, como son Sinaloa, Zacatecas, Sonora y Chihuahua con un monto de 850, 600, 400 y 600 MVAr.

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos "P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)" y "P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II", los cuales adicionan 1,090.7 MVAr de compensación de potencia reactiva.

### FIGURA 5.6 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAr) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.7 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 5,708.7 MVAr, en 230 kV se agregan 1,808.0 MVAr y en 115 kV 3,348 MVAr.

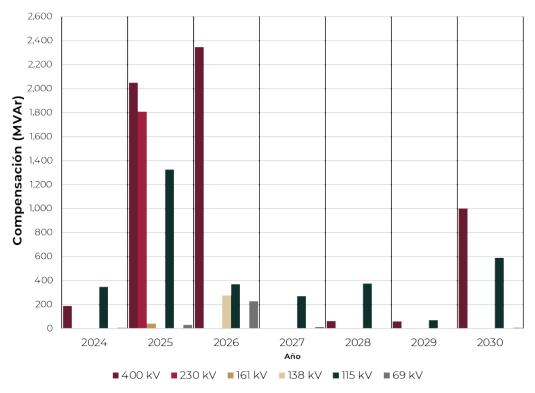
En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de Potencia Reactiva, con un total de 5,262.2 MVAr, donde la principal contribución provendrá del proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de

transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte". Posteriormente la mayor contribución será en el año 2026 con 3,251.3 MVAr.

116 PRODESEN 2024-2038



### 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



**Trabajadores en campo,** San Mateo Piñas, Oaxaca. Comisión Federal de Electricidad.



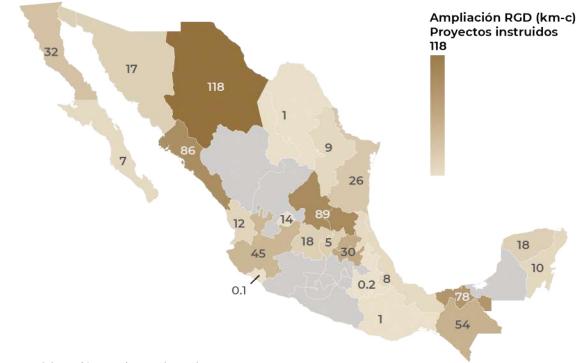
#### 5.4.3 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

#### Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 678.2 km-c de líneas de transmisión (sin contar aquellos que ya

fueron concluidos), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas subestaciones eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, San Luis Potosí, Sinaloa, Tabasco y Chiapas. La mayoría de las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 637 km-c. En las Figuras 5.8 y 5.9 se puede observar el detalle por entidad federativa, año de entrada en operación y nivel de tensión, respectivamente.

### 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<sup>40</sup>

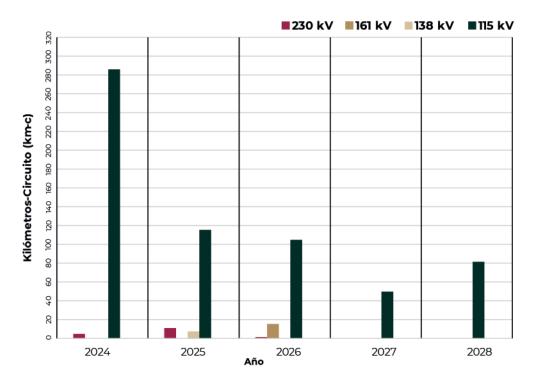


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

<sup>40</sup> Íbidem 36



### 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

#### Proyectos de capacidad de transformación

Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,941.9 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución será en los estados de Sinaloa, Baja California, Sonora, San Luis Potosí y Jalisco. En la Figura 5.10 se puede observar el detalle por entidad federativa.

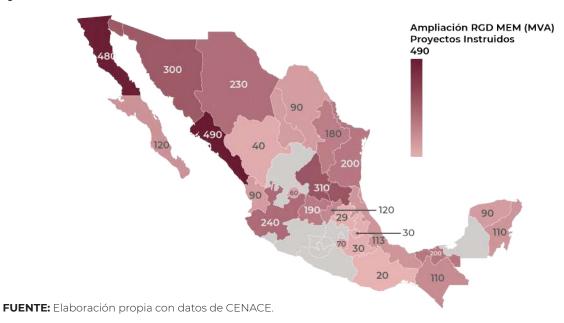
En los estados de Sinaloa y Baja California se tienen instruidos un total de 14 proyectos en cada uno, 11 en San Luis Potosí, 9 en Sonora y 8 en Jalisco.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



#### FIGURA 5.10 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA

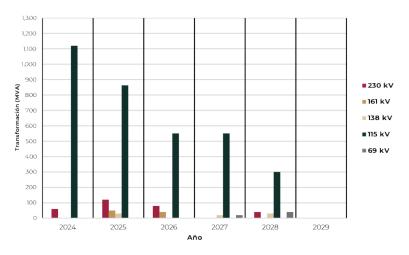


En la Figura 5.11 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 3,411.9 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 300.0 MVA, luego los de 161 kV con 90.0 MVA, los de 138 kV

con solo 80 MVA y finalmente los de 69 kV con solo 60 MVA de capacidad adicional.

En 2024 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,179.4 MVA, seguido por 2025 con 1,062.5 MVA.

#### 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



#### 5.4.4 PROYECTOS DE REFUERZO DE LA RNT INSTRUIDOS PARA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base en el PND

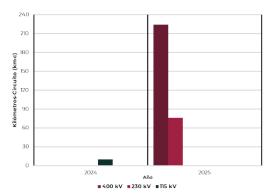
2019-2024 y en el artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER, constituyen un total de 310.2 km-c de líneas de transmisión, de los cuales 300.4 km-c serán construidos en el estado de Baja California en 2024 y 9.8 km-c en el estado de Yucatán en 2025. En la Figura 5.12 se puede observar el detalle por entidad federativa.

### 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



Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos "CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega" y "CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado". Por otro lado, la aportación en el estado de Yucatán está asociada al proyecto "CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida". En la Figura 5.13 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.

## 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 565 MVA de capacidad de transformación, motivados por el proyecto "CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado". En la figura 5.14 se puede observar el detalle por entidad federativa

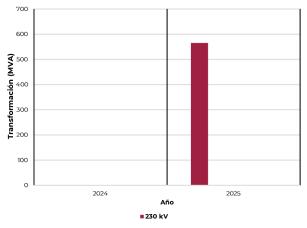
### FIGURA 5.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.15 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por año y nivel de tensión. Los 565 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2025.

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



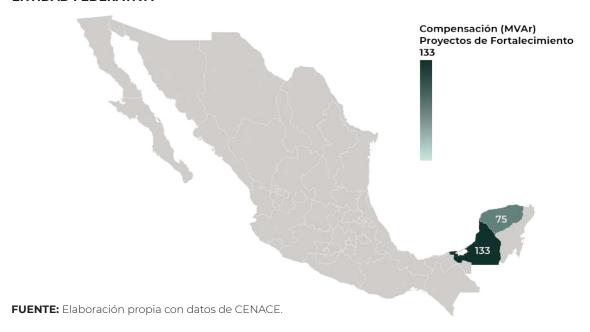
FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 208.3 MVAr de compensación dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), los cuales se ubicarán en los estados de Campeche y Yucatán. En la Figura 5.16 se puede observar el detalle por entidad federativa.

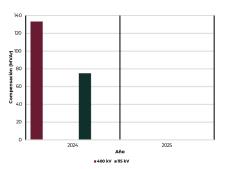
Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto "P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid" con un monto de 133.3 MVAr. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVAr derivados del proyecto "CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida".

### 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



En la Figura 5.17 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2024 se tiene la integración del total de la Compensación de potencia reactiva con 208.3 MVAr en los niveles de 400 y 115 kV.

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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



# 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

Para el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038 se han identificado diversos proyectos con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la confiabilidad del SEN, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento

de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

### 5.5.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

El CENACE ha identificado 12 proyectos de ampliación de la RNT, los cuales se muestran en el Cuadro 5.3.



**Estructura autosoportada, subestación de la central hidroeléctrica.** La Yesca, Nayarit. Comisión Federal de Electricidad.



#### **CUADRO 5.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2024-2038**

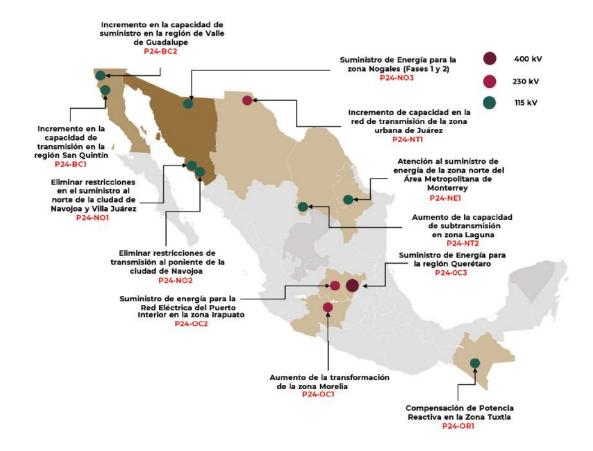
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	EJERCICIO DE PLANEACIÓN EN EL QUE SE INDICA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN /ENTIDAD FEDERATIVA
ORIENTAL	P24-OR1	Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	abr-23	2024	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
	P24-OC1	Aumento de la transformación de la zona Morelia	abr-29	2024	Morelia / Michoacán
OCCIDENTAL	P24-OC2	Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato	abr-29	2024	Irapuato / Guanajuato
	P24-OC3	Suministro de Energía para la Región de Querétaro	abr-28	2024	Querétaro/Querétaro
	P24-NO1	Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
NOROESTE	P24-NO2	Eliminar restricciones de transmisión al poniente de la ciudad de Navojoa	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
	D2 / N.O.7	Suministro de energía para la zona Nogales (Fase 1)	abr-27	2024	Nogales / Sonora
	P24-NO3	Suministro de energía para la zona Nogales (Fase 2)	abr-30	2024	Nogales / Sonora
NORTE	P24-NT1	Incremento de capacidad en la red de transmisión de la zona urbana de Juárez	abr-28	2024	Juárez / Chihuahua
NORTE	P24-NT2	Aumento de la capacidad de subtransmisión en zona Laguna	dic-28	2024	Torreón / Coahuila
NORESTE	P24-NEI	Atención al Suministro de Energía de la zona Norte del Área Metropolitana de Monterrey	abr-27	2024	Monterrey y Cerralvo / Nuevo León
ВАЈА	P24-BC1	Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín	abr-29	2024	Ensenada / Baja California
CALIFORNIA	P24-BC2	Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe	abr-29	2024	Ensenada / Baja California

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



En la Figura 5.18. se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de la RNT, en donde los círculos hacen alusión a las obras de ampliación. Los textos en rojo indican el PEM, definido para cada uno en el Cuadro 5.3.

### FIGURA 5.18 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038

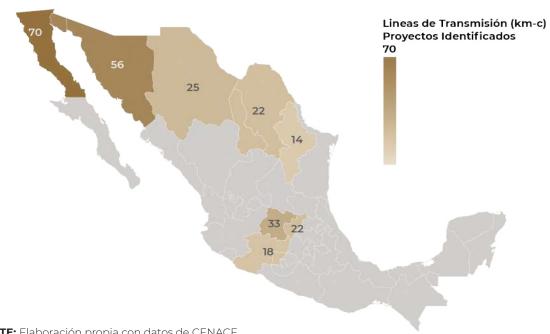


Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 259.6 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Baja California, Sonora, Guanajuato, Chihuahua y Coahuila. En la Figura 5.19 se puede observar el detalle por entidad federativa.

El proyecto "P24-BC1 Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín" adiciona 70 km-c de líneas de transmisión en el estado de Baja California. En el estado de Sonora se identifican 3 proyectos que en total adicionan 56.1 km-c de línea de transmisión.



### FIGURA 5.19 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA

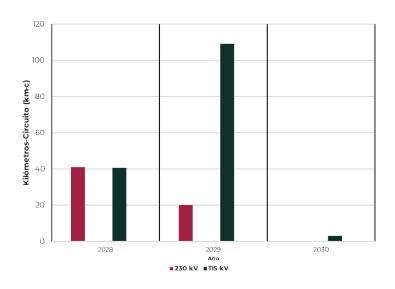


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.20 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión. Se adiciona una red de transmisión

en 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2029 y 2028 con 129.1 y 81.6 km-c respectivamente en ambos niveles de tensión.

### 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038, constituyen de un total de 2,015 MVA de capacidad de transformación, En la Figura 5.21 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Respecto al estado de Baja California la contribución vendrá del proyecto "P24-BC2 Incremento en la

capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe", para el estado de Michoacán se contempla el proyecto "P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia" y en el estado de Guanajuato se incluye el proyecto "P24-OC2 Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato".

### FIGURA 5.21 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER con información de CENACE

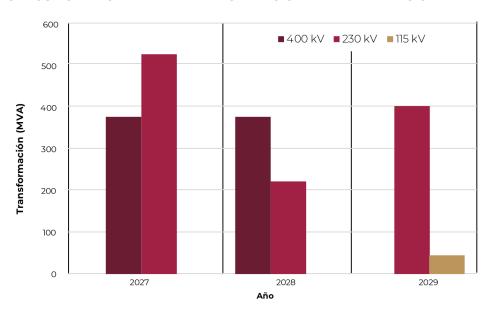
En la Figura 5.22 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 y 230 kV hacia tensiones inferiores se agregará un total de 750 y 1,150 MVA respectivamente y de 115kV a tensiones inferiores se prevé la integración de 40

MVA de capacidad. Se tienen previsto la entrada en operación de todos los proyectos en el periodo de 2027 a 2029, siendo 2027 el año con mayor integración con 900 MVA, 2028 con 600 MVA y por último 2029 con 440 MVA.

128 PRODESEN 2024-2038



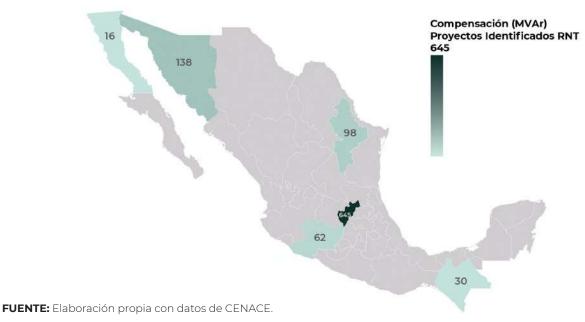
FIGURA 5.22 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 987.7 MVAr de compensación de potencia reactiva fija o dinámica en derivación (capacitores y reactores), de los cuales provendrán de los estados de Querétaro, Sonora y Nuevo León. En la Figura 5.23 se puede observar el detalle por entidad federativa.

FIGURA 5.23 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAr) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA

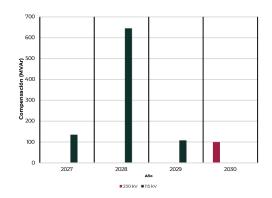




Para el estado de Querétaro se identificó la necesidad de integrar 645 MVAr los cuales derivan del proyecto "P24-OC3 Suministro de Energía en la región Querétaro". En cuanto al estado de Sonora se tiene identificado el proyecto "P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales (Fase 1 y 2)" el cual agrega 137.5 MVAr en el estado. Por último, en el estado de Nuevo León se integrarán 97.5 MVAr derivado del proyecto "P24-NE1 Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey"

En la Figura 5.24 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. La totalidad de la capacidad será incluida en los niveles de 230 y 115 kV con montos de 100 y 887.7 MVAr respectivamente, los cuales entraran en el periodo de 2027 a 2029 siendo 2028 el año con mayores adiciones con un monto de 645 MVAr

#### 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.

#### 5.5.2 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

Con el fin de atender el requerimiento de energía eléctrica hasta 2029, en común acuerdo entre el CENACE y CFE Distribución, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD que correspondan al MEM se requiere la entrada en operación de nuevas subestaciones eléctricas a lo largo del país o el

incremento en la capacidad de transformación de las existentes. Los proyectos propuestos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el Cuadro 5.4 y en la Figura 5.25 se muestran los 32 proyectos identificados de ampliación de las RGD que correspondan al MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto y mediano plazo.



### CUADRO 5.4 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	РЕМ	PROYECTO	FECHA NECESARIA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ENTIDAD FEDERATIVA
	D24-OR1	El Jobo Banco 1	abr-29	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
	D24-OR2	Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)	mar-28	Los Ríos / Tabasco
	D24-OR3		abr-29	Veracruz / Veracruz
ORIENTAL	D24-OR4	Tamarindo Dos Banco 2	abr-28	Veracruz / Veracruz
	D24-OR5	Piedras Negras Banco 2	abr-28	Veracruz / Veracruz
		Río Medio Banco 2	abr-29	Veracruz / Veracruz
	D24-OC1	La Mora Banco 2	abr-28	León / Guanajuato
	D24-OC2	San Luis de la Paz Banco 2	abr-28	Querétaro / Guanajuato
		El Gallo Banco 1	abr-28	San Juan del Río / Querétaro
		Las Palmas Banco 1	may-29	Vallarta / Jalisco
OCCIDENTAL	D24-OC5	Nogalito Banco 1 (sustitución)	ago-29	Vallarta/Jalisco
	D24-OC6	Rodrigo Banco 1	abr-29	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D24-OC7	San Luis Progreso Banco 2 (sustitución)	abr-29	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D24-OC8	San Luis Uno Banco 6 (sustitución)	abr-28	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D24-NO1	Guaymas Centro Banco 1	abr-28	Guaymas / Sonora
	D24-NO2	Tutuli Banco 1	abr-28	Obregón / Sonora
NOROESTE	D24-NO3	Altata Residencial Banco 1	abr-29	Culiacán / Sinaloa
	D24-NO4	Lienzo Charro Banco 1	abr-29	Culiacán / Sinaloa
	D24-NO5	Venadillo Banco 2	abr-28	Mazatlán / Sinaloa
	D24-NT1	Fuentes Mares Banco 2	abr-28	Chihuahua / Chihuahua
NORTE	D24-NT2	Ejercito Banco 1	abr-28	Juárez / Chihuahua
	D24-NT3	Felipe Ángeles Banco 1	abr-29	Juárez / Chihuahua
	D24-NE1	Abra Banco I (sustitución)	dic-29	Mante / Tamaulipas
	D24-NE2	Barco Banco 1	abr-29	Tampico / Tamaulipas
NORESTE	D24-NE3	Tomaseño Banco 1	abr-28	Victoria / Tamaulipas
	D24-NE4	Central Banco 1 (sustitución)	abr-29	Matamoros / Tamaulipas
	D24-NE5	Lago Banco 1 (sustitución)	jun-28	Nuevo Laredo / Tamaulipas
PENINSULAR	D24-PE1	Captación Banco 1	abr-28	Cancún / Quintana Roo
. IIIIII		Quetzal Banco 1	abr-28	Cancún / Quintana Roo
ВАЈА		Abasolo Banco 1	abr-29	Mexicali / Baja California
CALIFORNIA		Santa Isabel Banco 3 La Joya Banco 2	abr-28 abr-28	Mexicali / Baja California Tijuana / Baja California

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.



### FIGURA 5.25 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038



Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM identificados en el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038 contemplan 97.58 km-c de líneas de transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas subestaciones eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión.

Los estados en donde se tendrán adiciones son: Sinaloa, San Luis Potosí, Tamaulipas, Quintana Roo, Veracruz, Chihuahua, Chiapas, Jalisco, Sonora y Baja California. Todas las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 161 kV y 115 kV, con un total de 2 y 95.58 km-c respectivamente. En las Figuras 5.26 y 5.27 se puede observar el detalle por entidad federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

### 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 OUE CORRESPONDAN AL MEM

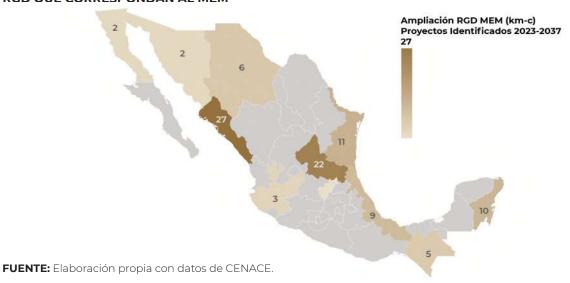
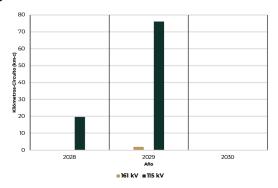




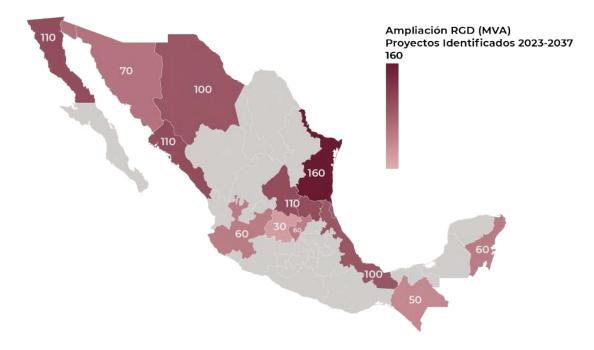
FIGURA 5.27 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM



Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM identificados en el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 1,020.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución vendrá de 12 estados entre los que está Tamaulipas, Baja California, San Luis Potosí, Sinaloa, Chihuahua, Veracruz, Sonora, Jalisco, Querétaro, Quintana Roo, Chiapas y Guanajuato. En la Figura 5.28 se puede observar el detalle por entidad federativa.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

#### FIGURA 5.28 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE

Se identificaron 5 proyectos para el estado de Tamaulipas, 4 para el estado de Veracruz, para los estados de Baja California, Chihuahua, San Luis Potosí y Sinaloa se identificaron 3 para cada uno de ellos. Los estados de Chiapas, Jalisco, Querétaro, Quintan Roo y Sonora cuentan con dos proyectos identificados cada uno y el estado de Guanajuato solo cuenta con uno.

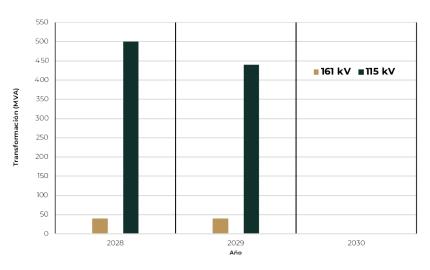
PRODESEN 2024-2038



En la Figura 5.29 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (32), dos contemplan un banco de 40 MVA cada uno en el nivel de 161 kV. El resto de los proyectos se

ubican en el nivel de tensión de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 940 MVA. Se tiene previsto que para 2028 se integren 540 MVA a las RGD que correspondan al MEM, mientas que para 2029 se esperan 480 MVA.

#### 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



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

### 5.5.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

El CENACE identificó dos proyectos de modernización de la RNT. El primer proyecto permitirá incrementar la confiabilidad en la operación de la Subestación Eléctrica Zocac, asegurando que se tenga la flexibilidad operativa requerida para evitar posibles cortes del suministro de energía eléctrica. El segundo proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el suministro de energía eléctrica en la región de Valle de Palmas ante eventuales contingencias sencillas en la red eléctrica. En el Cuadro 5.5 y en la Figura 5.30 se muestran los proyectos.

#### CUADRO 5.5 PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	CRITERIO APLICABLE
ORIENTAL	M24-OR1	Incremento de confiabilidad en la Subestación Eléctrica Zocac	sep-23	d
BAJA CALIFORNIA	M24-BC1	Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas	abr-29	d

Categorías aplicables

d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



### FIGURA 5.30 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2024-2038



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



### 5.6 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2029-2038

Se realizaron los estudios de energía entre las regiones del SEN y como resultado de la optimización de los recursos de generación se definieron refuerzos de transmisión entre distintas regiones del país.

A continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos para la ampliación de la RNT, en el Cuadro 5.6 se indica el resumen de las metas físicas de cada uno de los proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2029-2038.

Con la reubicación de empresas internacionales ("nearshoring") que se está observando en México, donde se prevé la necesidad de revisar el crecimiento de la demanda en ciertas regiones del país para atender esta necesidad y el desarrollo regional derivado de ésta. Se han estado analizado zonas y su interacción con proyectos ya instruidos al Transportista y Distribuidor, así como los Centros de Carga con Contrato o por Aportaciones; y de ser necesario como establece la fracción II del artículo 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica que se podrán presentar programas especiales, en caso de que la Secretaría de Energía lo considere necesario, a fin de adelantar el inicio de proyectos prioritarios para atender este crecimiento de demanda y no esperar al siguiente ciclo de planeación 2025-2039.

### CUADRO 5.6. PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2029 - 2038, CON METAS FÍSICAS

NOMBRE DEL PROYECTO	km-c	MVA	MVAr
P24-OR2 Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec	5.0	100.0	15.0
P24-OC3 Soporte de Tensión para La zona Matehuala	2.0	-	7.5
P24-NT3 Incremento de Capacidad de Transformación en Zona Urbana de Juárez	54.0	400.0	45.0
P24-NT4 Incremento de Capacidad de Transformación en Zona Urbana de Chihuahua	4.0	133.3	-
P24-NE2 Atención al suministro de energía de la zona poniente del Área Metropolitana de Monterrey	-	750.0	150.0
P24-NE3 Atención al suministro de energía de la zona sur del Área Metropolitana de Monterrey	33.8	850.0	397.5
P24-NE4 Atención al suministro de energía y adecuación de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona oriente del Área Metropolitana de Monterrey	6.0	-	180.0
P24-NE5 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona Monclova	1.2	475.0	-
P24-NE6 Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Reynosa	1.2	475.0	-
P24-NE7 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de la zona Saltillo	61.1	500.0	45.0

136 PRODESEN 2024-2038

6

Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no Correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista



Central fotovoltaica, Viesca, Coahuila. Central hidroeléctrica, Ostuacán, Chiapas. Comisión Federal de Electricidad.



#### **6.1 OBJETIVO DEL PROGRAMA**

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no Correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista MEM (PAMRGD) tiene como principal objetivo el 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 en la distribución de la energía eléctrica, mejorar la calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e integrar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con este servicio.

La Planeación de las RGD comprende un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, intermitencia en la GD, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otras variables, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2024-2028<sup>41</sup>.

Otro objetivo del PAMRGD es abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración gradual y ordenada de la Generación Distribuida.

En este sentido, el PAMRGD contempla objetivos específicos, líneas de acción y proyectos que se llevarán a cabo en el periodo 2024-2028. Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyan a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permiten atender la demanda incremental, mejorar los indicadores de confiabilidad y reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica, ver Cuadro 6.1.

Los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica de las RGD se soportan en el diagnóstico de su condición actual, en términos de sus indicadores de eficiencia, Calidad y Confiabilidad, el pronóstico de demanda máxima en Subestaciones Eléctricas 2024-2038 de acuerdo con el CENACE y los criterios económicos establecidos por la SHCP y la SENER utilizados para la evaluación económica de los proyectos para la selección de las opciones de costo mínimo, ver cuadro 6.1.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 31/12/2021) y los principios que establece el artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica, y los artículos 5 y 9 de su Reglamento.



### CUADRO 6.1 OBJETIVOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS RGD QUE NO CORRESPONDAN AL MEM

OBJETIVO 1:	SATISFACER LA DEMANDA INCREMENTAL
Línea de acción	1.1 Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios
Proyecto	Adquisición de acometidas y medidores
OBJETIVO 2:	MEJORAR / INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD EN LAS RGD
Línea de acción	2.1 Modernización de la infraestructura de las RGD
	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT)
Proyectos	Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución
royestes	Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD
	Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución
OBJETIVO 3:	MEJORAR / INCREMENTAR CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
Línea de acción	3.1 Modernización de la infraestructura de las RGD
Proyecto	Calidad de la Energía de las Redes Generales de Distribución
OBJETIVO 4:	MEJORAR / INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
Línea de acción	4.1 Ampliación de la infraestructura de las RGD
	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución
Proyectos	mediante la reducción de pérdidas técnicas
royectos	Regularización de colonias populares
	Adquisición de acometidas y medidores de distribución
OBJETIVO 5:	AMPLIAR / MODERNIZAR LA MEDICIÓN
Línea de acción	5.1 Ampliación de la infraestructura de las RGD
Proyecto	Adquisición de acometidas y medidores de distribución
Línea de acción	5.2 Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD
Proyecto	Escalamiento de la medición a AMI
OBJETIVO 6:	TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI) A FIN DE OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE LAS RGD
Línea de acción	6.1 Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD
	Operación remota y automatismo en redes de distribución
	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM
	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)
D .	Equipos de Comunicación de Voz y Datos para la Operación de las Redes
Proyectos	Generales de Distribución
Proyectos	
OBJETIVO 7:	Generales de Distribución Modernización de Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicación
·	Generales de Distribución Modernización de Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicación Operativas para Subestaciones y Centros de Control de Distribución

FUENTE: CFE Distribución.

En el periodo 2024-2028 los Programas de correspondan al MEM tienen un monto de inversión Ampliación y Modernización de las RGD que no de 34,866.91 millones de pesos, ver Cuadro 6.2.



#### **CUADRO 6.2 MONTO DE INVERSIÓN DEL PAMRGD (MILLONES DE PESOS)**

No.		2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
	PROYECTOS	O PROGRA	MAS DE A	MPLIACIÓ	N DE LAS I	RGD	
AD-01	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	945.00	956.00	987.00	996.00	991.00	4,875.00
AD-02	Regularización de colonias populares.	101.00	166.00	165.00	165.00	152.00	749.00
AD-03	Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2,878.00	3,739.00	3,851.00	3,967.00	4,088.00	18,523.00
	SUBTOTAL			5,003.00	5,128.00	5,231.00	24,147.00
	PROYECTOS O I	PROGRAM	AS DE MOI	DERNIZAC	IÓN DE LA	S RGD	
MD-01	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	1,324.78
MD-02	Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.	0.00	278.45	276.50	280.84	282.13	1,117.92
MD-03	Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.	0.00	221.44	186.77	195.75	192.56	796.52
MD-04	Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.	0.00	185.08	176.12	180.19	173.84	715.23
MD-05	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución.	0.00	522.29	24.81	24.05	11.26	582.41
	SUBTOTAL	150.42	1,526.62	955.43	958.27	946.12	4,536.86
	PROYECTOS DE	REDES EL	<b>ECTRICAS</b>	INTELIGEN	ITES DE LA	AS RGD	
REI-01	Operación remota y automatismo en redes de distribución.	351.00	402.00	374.00	350.00	374.00	1,851.00
REI-02	Escalamiento de la medición a AMI.	0.00	205.00	197.00	199.00	198.00	799.00
REI-03	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.	0.00	270.51	270.03	0.00	0.00	540.54
REI-04	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE).	0.00	226.98	287.00	124.82	112.42	751.22
REI-05	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.	0.00	353.07	289.38	208.13	168.01	1,018.59
REI-06	Modernización de equipo de control supervisiorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución.	0.00	438.20	283.84	260.83	239.83	1,222.70
	SUBTOTAL	351.00	1,895.76	1,701.25	1,142.78	1,092.26	6,183.05
	TOTAL	4,425.42	8,283.38	7,659.68	7,229.05	7,269.38	34,866.91

FUENTE: CFE Distribución.



### 6.2 PROGRAMA DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD

Para atender el crecimiento de la demanda actual y futura de energía eléctrica, se realizan evaluaciones técnico-económicas, a fin de realizar inversiones óptimas que permitan la ampliación de las RGD para garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura.

El Cuadro 6.3 muestra el programa de ampliación de las RGD no correspondientes al MEM; en el período 2024-2028 tiene un monto de inversión de 24,147 millones de pesos.

### CUADRO 6.3 MONTO DE INVERSIÓN DEL PROGRAMA DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

No.	PROYECTOS O PROGRAMAS	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
AD-01	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	945	956	987	996	991	4,875
AD-02	Regularización de colonias populares.	101	166	165	165	152	749
AD-03	Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2,878	3,739	3,851	3,967	4,088	18,523
	SUBTOTAL	3,924	4,861	5,003	5,128	5,231	24,147

FUENTE: CFE Distribución.

#### 6.2.1 INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 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. Durante el año 2023 la pérdida de energía eléctrica en las RGD ascendió a 33,947 GWh, lo que representó el 13.2% de la energía recibida en media tensión, de los cuales el 4.62% corresponde a pérdidas técnicas (efecto joule I²R) y el 8.57% a pérdidas no técnicas.

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas requieren de una inversión de 4,875 millones de pesos en el período 2024-2028, y son las siguientes:

- · Creación de nuevas áreas en baja tensión.
- · Sustitución de transformadores de distribución.
- · Reconfiguración de la red de baja tensión.

- · Reconfiguración de circuitos de media tensión.
- · Recalibración del circuito de media tensión.
- · Construcción de nuevo circuito de media tensión.
- · Cambio de tensión de circuitos de media tensión.
- Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva.
- · Reordenamiento de las RGD.

### 6.2.2 REGULARIZACIÓN DE COLONIAS POPULARES

El proyecto comprende la regularización de 58,406 usuarios finales con una inversión de 749 millones de pesos en el periodo 2024-2028. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que utilizan actualmente el servicio de energía eléctrica y 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.

### 6.2.3 ADQUISICIÓN DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES DE DISTRIBUCIÓN

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 Eléctricas 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 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 el horizonte 2024-2028, se requerirán 244,425 kilómetros de conductor para acometidas y 20.3 millones de medidores, con una inversión de 18,523 millones de pesos, ver Cuadro 6.4.

### CUADRO 6.4 MONTO DE INVERSIÓN PARA ADQUISICIÓN DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Baja California	101	117	121	124	128	591
Bajío	227	363	374	385	397	1,746
Centro Occidente	337	224	231	238	245	1,275
Centro Oriente	147	301	310	319	329	1,406
Centro Sur	144	210	217	223	230	1,024
Golfo Centro	141	168	173	178	183	843
Golfo Norte	265	305	314	323	333	1,540
Jalisco	217	381	392	404	416	1,810
Noroeste	175	205	212	218	225	1,035
Norte	190	301	310	320	330	1,451
Oriente	213	323	332	342	352	1,562
Peninsular	153	187	193	198	204	935
Sureste	170	249	255	266	274	1,214
Valle de México Centro	121	107	110	113	116	567
Valle de México Norte	101	143	147	151	156	698
Valle de México Sur	176	155	160	165	170	826
SUBTOTAL	2,878	3,739	3,851	3,967	4,088	18,523

FUENTE: CFE Distribución.



### 6.3 PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LAS RGD

Las principales causas que afectan la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las RGD son la presencia de objetos sobre las líneas de los circuitos de distribución (árboles, ramas, animales, otros), fallas en dispositivos y equipos, entre otros.

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 eléctrico e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red.

El Cuadro 6.5 muestra el programa de modernización de las RGD no correspondientes al MEM en el período 2024-2028, mismo que tiene un monto de inversión de 4,536.86 millones de pesos.

### CUADRO 6.5 MONTO DE INVERSIÓN DEL PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

No.	PROGRAMAS Y PROYECTOS	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
MD-01	Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	1,324.78
MD-02	Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.	0.00	278.45	276.50	280.84	282.13	1,117.92
MD-03	Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.	0.00	221.44	186.77	195.75	192.56	796.52
MD-04	Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.	0.00	185.08	176.12	180.19	173.84	715.23
MD-05	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución.	0.00	522.29	24.81	24.05	11.26	582.41
	SUBTOTAL	150.42	1,526.62	955.43	958.27	946.12	4,536.86

FUENTE: CFE Distribución.

#### 6.3.1 MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADORES ALTA/MEDIA TENSIÓN)

Los transformadores de potencia con más de 30 años en operación presentan una alta incidencia de falla y por su antigüedad los tiempos de reparación son más largos. Este proyecto considera el reemplazo, en el periodo 2024-2028, de 81 elementos de transformación de alta a media tensión, con una capacidad de 1,954.38 MVA de transformación en Subestaciones Eléctricas de distribución para mantener la confiabilidad del suministro de energía eléctrica y satisfacer la demanda. El Cuadro 6.6 muestra el número de transformadores, la capacidad y la inversión requerida para este proyecto, que es de 1,324.78 millones de pesos.



### CUADRO 6.6 MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADORES ALTA/MEDIA TENSIÓN), MILLONES DE PESOS

CONCEPTO	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Número de transformadores de potencia	10	18	18	18	17	81
Capacidad [MVA]	248.75	498.75	425.00	362.50	419.38	1,954.38
Inversión [MDP]	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	1,324.78

FUENTE: CFE Distribución.

### 6.3.2 MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los interruptores de potencia instalados en Subestaciones Eléctricas de distribución de alta a media tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente sus tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo, en el período 2025-2028, de 1,200 interruptores de media tensión en Subestaciones Eléctricas, con una inversión de 1,117.92 millones de pesos.

### CUADRO 6.7 MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN (MILLONES DE PESOS)

CONCEPTO	2025 2026		2027	2028	TOTAL	
Interruptores de potencia	300	300	300	300	1,200	
Inversión	278.45	276.50	280.84	282.13	1,117.92	

FUENTE: CFE Distribución.



**Líneas de transmisión,** Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz. Comisión Federal de Electricidad.



#### 6.3.3 MODERNIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN A BAJA TENSIÓN EN LAS RGD

Al igual que en los casos anteriores, los transformadores de distribución de media a baja tensión con más de 30 años están sujetos a una

mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos electromagnéticos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente su tiempo y costo de reparación.

Este proyecto considera el reemplazo en el período 2025-2028, de 22,176 transformadores de distribución de media a baja tensión, con una inversión de 796.52 millones de pesos, ver Cuadro 6.8.

### CUADRO 6.8 MONTO DE INVERSIÓN PARA MODERNIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN A BAJA TENSIÓN EN LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2025	2026	2027	2028	TOTAL	
Baja California	2.04	2.30	1.90	1.80	8.04	
Noroeste	25.83	19.64	20.19	25.80	91.46	
Norte	15.57	12.42	13.48	12.38	53.85	
Golfo Norte	21.80	19.32	22.38	11.15	74.65	
Centro Occidente	3.32	3.01	2.59	2.55	11.47	
Centro Sur	7.23	5.69	6.41	6.43	25.76	
Oriente	23.29	20.26	20.35	19.41	83.31	
Sureste	16.16	13.69	17.50	21.95	69.30	
Valle de México Norte	0.59	0.29	0.29	0.29	1.46	
Valle de México Centro	1.85	0.90	0.90	0.90	4.55	
Valle de México Sur	2.04	0.19	0.19	0.19	2.61	
Bajío	26.36	23.12	23.06	22.60	95.14	
Golfo Centro	14.81	12.94	12.79	12.94	53.48	
Centro Oriente	5.75	3.42	3.31	3.72	16.20	
Peninsular	11.97	9.39	11.23	11.25	43.84	
Jalisco	42.83	40.19	39.18	39.20	161.40	
SUBTOTAL	221.44	186.77	195.75	192.56	796.52	

FUENTE: CFE Distribución.

### 6.3.4 CONFIABILIDAD Y CALIDAD EN LAS RGD

El proyecto considera una inversión de 715.23 millones de pesos en trabajos de mantenimiento,

principalmente de poda de árboles, cambio de aislamiento, reemplazo de apartarrayos, entre otros, con la finalidad de contribuir a la contención de los índices de continuidad. Estos trabajos se ejecutarán en 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2025–2028, ver Cuadro 6.9.



### CUADRO 6.9 MONTO DE INVERSIÓN PARA LA CONFIABILIDAD Y CALIDAD EN LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Bajío	17.12	16.29	16.67	16.08	66.16
Centro Occidente	0.73	0.70	0.71	0.69	2.83
Centro Oriente	11.55	10.99	11.25	10.85	44.64
Centro Sur	11.92	11.35	11.61	11.20	46.08
Golfo Centro	5.50	5.23	5.35	5.17	21.25
Golfo Norte	1.94	1.85	1.89	1.82	7.50
Jalisco	0.05	0.05	0.05	0.05	0.20
Noroeste	9.21	8.76	8.96	8.65	35.58
Norte	23.38	22.25	22.76	21.96	90.35
Oriente	21.17	20.14	20.61	19.88	81.80
Peninsular	12.97	12.34	12.63	12.18	50.12
Sureste	48.26	45.92	46.98	45.33	186.49
Valle México Centro	11.82	11.25	11.51	11.10	45.68
Valle México Sur	9.46	9.00	9.21	8.88	36.55
SUBTOTAL	185.08	176.12	180.19	173.84	715.23

FUENTE: CFE Distribución.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.

### 6.3.5 CALIDAD DE LA ENERGÍA DE LAS RGD

Para cumplir con los niveles de referencia del Factor de Potencia (0.95 o superior a nivel nacional) en materia de la calidad de la potencia de energía eléctrica, establecidos en el Código de Red, emitido por la CRE, se aplican las mejores prácticas de la industria en la eficiencia, Continuidad, Calidad y seguridad de la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica generando rentabilidad y valor económico para la CFE y el Estado mexicano. Para ello, este programa considera instalación de 1,937 bancos de capacitores, en 15 Divisiones de Distribución para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV, con una inversión necesaria en el horizonte 2025-2028 de 582.41 millones de pesos, ver Cuadro 6.10.

PRODESEN 2024-2038



### CUADRO 6.10 MONTO DE INVERSIÓN PARA LA CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

DIVISIÓN	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Baja California	52.08	7.75	6.81	6.31	72.95
Noroeste	71.84	0.00	0.00	0.00	71.84
Norte	47.50	4.05	5.91	2.94	60.40
Golfo Norte	11.99	0.00	0.00	0.00	11.99
Centro Occidente	34.20	1.10	1.41	0.00	36.71
Centro Sur	1.51	0.00	0.00	0.00	1.51
Oriente	12.81	0.00	0.00	0.00	12.81
Sureste	87.69	9.09	8.21	0.99	105.98
Valle de México Norte	45.73	0.00	0.00	0.00	45.73
Valle de México Centro	14.86	0.00	0.00	0.00	14.86
Valle de México Sur	2.72	1.92	1.13	1.02	6.79
Bajío	115.19	0.00	0.00	0.00	115.19
Golfo Centro	7.10	0.00	0.12	0.00	7.22
Centro Oriente	12.05	0.00	0.00	0.00	12.05
Peninsular	5.02	0.90	0.46	0.00	6.38
SUBTOTAL	522.29	24.81	24.05	11.26	582.41

FUENTE: CFE Distribución.

#### 6.4 PROYECTOS ESPECÍFICOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS RGD

### 6.4.1 REEMPLAZO DEL CABLE SUBMARINO DE ISLA MUJERES

Este proyecto considera la sustitución del conductor submarino de 6.9 km, que suministra energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres, por el término de vida útil ocasionada por el daño estructural y de aislamiento que este cable presenta en distintas secciones, ocasionado por golpes de embarcaciones y anclajes que han fracturado el aislamiento de los conductores, además de su envejecimiento por sus 33 años en servicio.

Con este proyecto se incrementará la capacidad de transmisión del conductor submarino de Isla Mujeres a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda en esta área de influencia. Además, se mejorará la Calidad, Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica a la Isla, tanto

en condiciones normales de operación como en contingencias.

En 2023 se puso en operación el proyecto con la modernización del cable submarino, se requirió una inversión total de 200.7 millones en 2023 para el cierre del proyecto.

### 6.4.2 CONEXIÓN 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 3.06 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 y adicionalmente dos plantas móviles de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, para atender 2,323 Centros de Carga.

El proyecto consideró la construcción de un circuito aéreo de 58.9 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la



población de Chiquilá y continúa con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, adecua y moderniza la red de distribución de la isla.

El proyecto se concluyó en el año de 2023, se requirió una inversión total de 193.4 millones en 2023 para el cierre del proyecto.

### 6.5 TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI)

De acuerdo con la LIE y el artículo 37 de la LTE, el despliegue de la REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD para 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 que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico. Además, la LTE indica que el Programa de la 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 RNT y de las RGD;
- La optimización dinámica de la operación de la RNT y de las RGD, y sus recursos;
- La integración de proyectos de Generación Distribuida:
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en la REI;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la RNT y a las RGD, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas redes.

El Cuadro 6.11 muestra los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD no correspondientes al MEM, que requieren una inversión 6,183.05 millones de pesos en el período 2024-2028.

### CUADRO 6.11 MONTO DE INVERSIÓN DE PROYECTOS DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES DE LAS RGD (MILLONES DE PESOS)

No.	PROYECTO O PROGRAMA	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
REI-01	Operación remota y automatismo en redes de distribución.	351.00	402.00	374.00	350.00	374.00	1,851.00
REI-02	Escalamiento de la medición a AMI.	0.00	205.00	197.00	199.00	198.00	799.00
REI-03	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.	0.00	270.51	270.03	0.00	0.00	540.54
REI-04	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE).	0.00	226.98	287.00	124.82	112.42	751.22
REI-05	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.	0.00	353.07	289.38	208.13	168.01	1,018.59
REI-06	Modernización de equipo de control supervisiorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución.	0.00	438.20	283.84	260.83	239.83	1,222.70
	SUBTOTAL	351.00	1,895.76	1,701.25	1,142.78	1,092.26	6,183.05

FUENTE: CFE Distribución.



### 6.5.1 OPERACIÓN REMOTA Y AUTOMATISMO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Este proyecto tiene como objetivo mejorar la confiabilidad de las RGD mediante la reducción del tiempo de restablecimiento ante falla, afectando al menor número de servicios de forma permanente. Consiste en la instalación de Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) telecontrolados para su operación remota y lograr el automatismo de las RGD. Para el período de 2024 a 2028 se tiene considerado la instalación de 5,304 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, para lo que se requiere una inversión total de 1,851 millones de pesos.

### 6.5.2 ESCALAMIENTO DE LA MEDICIÓN AMI

El proyecto Escalonamiento de la Medición AMI tiene como objetivo la disminución de pérdidas de energía por causas no técnicas ocasionadas por el robo de energía eléctrica, así como apoyar la modernización de las RGD para mantener una infraestructura confiable y segura. Consiste en la instalación física de una tarjeta electrónica de comunicación por radiofrecuencia en el interior del medidor digital utilizado en los servicios proporcionados en baja tensión, con lo que se incrementa las capacidades de los medidores para realizar la comunicación remota y se opere mediante los sistemas informáticos institucionales existentes en CFE, lo que permitirá 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. En el periodo 2025-2028 se planea el escalamiento de la medición de 73,556 servicios con una inversión de 799 millones de pesos.

### 6.5.3 GESTIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA DE LAS RGD PARA EL MEM

El proyecto tiene como objetivo implementar los sistemas de medición, comunicación y control del registro del consumo de energía eléctrica de los equipos de intercambio de energía entre las 150 zonas, necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria (con perfil en tiempo real),

minimizando la incertidumbre ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente.

Este proyecto comprende la medición en los puntos de intercambio al interior y de las subestaciones eléctricas de alta a media tensión, así como la medición en los puntos de intercambio sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión, distribuidos por División de Distribución.

Este proyecto comprende la instalación de un total de 1,207 puntos de medición sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión. Incluye el suministro de equipos y sistemas de medición, sistemas de comunicaciones y sistemas para el análisis de datos, así como la puesta en servicio y mantenimiento. Se requiere una inversión total de 540.54 millones de pesos.

### 6.5.4 SISTEMA DE MONITOREO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA (SIMOCE)

El proyecto tiene como objetivo implementar los sistemas de medición y adquisición de datos, necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria, minimizando la incertidumbre para el MEM ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente; dando cumplimiento a los requerimientos funcionales que confiere la Reforma Energética, garantizando con ello el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las RGD se realice de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la normativa aplicable.

Para el período de 2025 a 2028 se tiene considerado la instalación de 4,465 medidores, 133 unidades concentradoras y 1 servidor, para lo que se requiere una inversión total de 751.22 millones de pesos.

#### 6.5.5 EQUIPO DE RADIOCOMUNICACIÓN DE VOZ Y DATOS PARA LA OPERACIÓN DE LAS RGD

Con objeto de mejorar la seguridad del personal que realiza trabajos de operación en líneas energizadas y de mantenimiento en líneas desenergizadas, así como reducir los tiempos de atención a los usuarios, al existir mayor coordinación entre los grupos de trabajo, y reducir costos operativos, generando rentabilidad y valor económico para CFE Distribución y el Estado mexicano, se requiere invertir en



adquisiciones de equipo de comunicación como es la radiocomunicación de voz, que incluye radios base, móviles y portátiles, así como equipos repetidores y radios de datos, incluidos en este programa, para reemplazar al equipo que ha cumplido su vida útil o ha resultado dañado, con la finalidad de garantizar el desarrollo de las actividades de operación, coordinación, despacho y telemetría que realiza personal de CFE Distribución.

Para el período de 2025 a 2028 se tiene considerada la adquisición de 24,217 equipos de radiocomunicación, con una inversión total de 1,018.59 millones de pesos.

#### 6.5.6 MODERNIZACIÓN DE EQUIPO DE CONTROL SUPERVISORIO Y REDES DE COMUNICACIÓN OPERATIVAS PARA SUBESTACIONES Y CENTROS DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

Con el objetivo de cumplir con el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) para el SEN y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a fin de garantizar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, de conformidad con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, es indispensable contar con Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicaciones Operativas capaces de soportar los requerimientos actuales y hacia futuro en el ámbito operativo, técnico y administrativo (Manual TIC) y que a su vez estén basadas en estándares internacionales de los diferentes rubros técnicos y de seguridad bajo las mejores prácticas de mercado a nivel global. Para el periodo 2025-2028 se requiere una inversión de 1,222.70 millones de pesos.

### 6.6 ACCESO ABIERTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de GD, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- · Calidad de la energía;

- · Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- · Confiabilidad y Seguridad del Sistema.

### 6.6.1 CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO DE GD DE LAS RGD

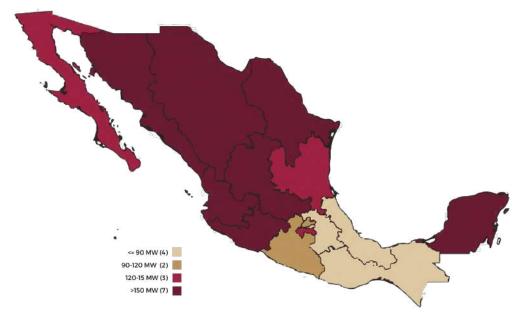
La capacidad de los alimentadores es única para cada circuito de acuerdo con criterios operativos y debe revisarse periódicamente. De acuerdo con la tendencia de crecimiento estimada en el presente documento, para finales del año 2029 se espera una capacidad instalada de GD de 10,916 MW a través de Contratos de Interconexión en pequeña y mediana escala. Ante la incertidumbre en la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse y la capacidad de alojamiento actual de las RGD que garantiza el acceso abierto a la GD, a fin de evitar inversiones innecesarias que incrementen el costo de la tarifa de distribución, por lo que para dicho período no son necesarios refuerzos para este propósito.

CFE Distribución cuenta con una estrategia general para considerar en el proceso de Planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica, asociados con la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas de GD la cual se resume en los puntos siguientes:

- Programar la Ampliación y Modernización de la infraestructura necesaria en las RGD para mantener las condiciones aceptables de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación de estas, conforme al artículo 14 de la LIE.
- Utilizar instrumentos, metodologías y procedimientos con reconocimiento internacional para evaluar periódicamente la capacidad de alojamiento o "hosting capacity" de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) en cada uno de los circuitos eléctricos de distribución en media tensión.
- Verificar, para cada nueva solicitud de interconexión, que exista tanto "capacidad de alojamiento" disponible como factibilidad técnica a través de los estudios de interconexión correspondientes.
- Considerar en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD las solicitudes de los interesados la infraestructura requerida de interconexión que aporte beneficio neto al SEN.



FIGURA 6.1 CAPACIDAD INTEGRADA DE CENTRALES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN



FUENTE: CFE Distribución.

#### 6.7 ELECTRIFICACIÓN DE COMUNIDADES RURALES Y ZONAS URBANAS MARGINADAS

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno de México para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación, especialmente de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas donde aún no había llegado el suministro eléctrico. Se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación.

### 6.7.1 FONDO DE SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO

México cuenta actualmente con una cobertura eléctrica al cierre de 2023 del 99.43% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad. Sin embargo, aún están pendientes de electrificar 743,685 habitantes.

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.

Al cierre del 2023, se construyeron 4,648 obras de electrificación convenidas con la SENER mediante el FSUE, el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI), estados y municipios, con una inversión de 3,328 millones de pesos, beneficiando a 300,735 habitantes en los 32 estados del país.

Para el 2024-2025, se tiene programado construir 10,885 proyectos de electrificación financiados por el FSUE, el INPI, estados y municipios, por una inversión de 7,865 millones de pesos, para beneficiar a 585,741 habitantes, consiste principalmente, entre otros de lo siguiente:

- $\cdot$  9,158 obras de extensiones de red.
- · 1,727 obras de sistemas aislados.