

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



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

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

VII. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Conforme al Artículo 13 de la Ley de la Industria Eléctrica, “Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”. Por otra parte, en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en su Artículo 7, se establece que “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”.

Para la definición de este Programa, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los proyectos de generación de los diferentes participantes en el sector eléctrico, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo.

VII.1 Programa de Centrales Eléctricas para el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la administración pública federal, no se considera el retiro de Centrales Eléctricas.

Con el fin de reactivar el desarrollo de Centrales Eléctricas en la Empresa productiva del Estado, se plantea la incorporación en el mediano plazo de centrales de ciclo combinado, geotermoelectricas y de cogeneración eficiente; además de la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes (ver Tabla 7.1).

TABLA 7.1 CENTRALES ELÉCTRICAS PROPUESTAS POR CFE

CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)								
NOMBRE DEL PROYECTO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CC EMPALME I	770							770
CC EMPALME II	791							791
CC TOPOLOBAMPO II	887							887
CC ESCOBEDO	857							857
CC VALLE DE MEXICO II	615							615
CG LOS AZUFRES	25							25
CC TOPOLOBAMPO III		765						765
CC NORTE III		907						907
CC CENTRO		642						642
Subtotal	3,945	2,314	-	-	-	-	-	6,259
PROYECTOS EN PROCESO DE LICITACIÓN Y PROPUESTOS POR CFE								
HIDROELÉCTRICOS			45	83	149	143	52	471
CC SALAMANCA				757				757
CCC SAN LUIS POTOSÍ				740				740
CG HUMEROS III FASE B					25			25
CC SAN LUIS RIO COLORADO					450			450
CI BAJA CALIFORNIA SUR VI					42			42
CC LÉRDO					911			911
CC TUXPAN					964			964
COGENERACIÓN TULA		320						320
COGENERACIÓN MINATITLÁN						870		870
COGENERACIÓN SALINA CRUZ							812	812
Subtotal	-	320	45	1,580	2,541	1,013	864	6,362
TOTAL	3,945	2,634	45	1,580	2,541	1,013	864	12,621

En la Tabla 7.2 se presentan los proyectos de generación renovable que la CFE ha reportado, con base en la política energética, estarán sujetos a los estu-

dios técnicos-económicos, a la capacidad de generación de recursos propios y al financiamiento de la propia empresa.

TABLA 7.2 PROYECTOS RENOVABLES PROPUESTOS POR CFE

PROYECTOS DE GENERACIÓN	CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)							Total
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
SURESTE I FASE I					105			105
SURESTE II Y III						600		600
SURESTE IV Y V						600		600
FOTOVOLTAICO CERRO PRIETO II					150			150
FOTOVOLTAICO VILLITA					62			62
FOTOVOLTAICO CENTRAL					250	200		450
FOTOVOLTAICO COSTA DE JALISCO Y NAYARIT						340		340
FOTOVOLTAICO GUADALAJARA						250		250
Subtotal	-	-	-	-	567	1,990	-	2,557

En la tabla 7.2.A se presentan proyectos de generación renovable que la CFE tiene en estudio. Ocho corresponden a proyectos geotermoeléctricos, con

una capacidad total de 117MW, y la reactivación de la central hidroeléctrica Chicosén II de 240MW de capacidad.

TABLA 7.2.A PROYECTOS RENOVABLES DE CFE EN ESTUDIO

NOMBRE DE PROYECTO	CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)							Total
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
CG CERRITOS COLORADOS FASE I						25		25
CG ACOULCO FASE I						10		10
CG CERRO PRIETO SUSTITUCIÓN U5						40		40
CG CHICHONAL FASE I						10		10
CG LOS NEGRITOS FASE I						10		10
CG SAN MARCOS FASE I						10		10
CICLO BINARIO SANTA ROSALIA					1.7			2
CG AZUFRES IV						10		10
CH CHICOASEN II						240		240
TOTALES	-	-	-	-	2	355	-	357

VII.2 Programa Indicativo de Incorporación de Centrales Eléctricas

El programa de nueva capacidad en el corto/mediano plazo 2019-2021/2022, resultó de la revisión de los proyectos con altas expectativas de realización de cada uno de los participantes considerados en la LSPEE y en la LIE. Posterior a 2021, con fundamento en los lineamientos de política energética, se consideran proyectos de generación limpia-renovables, cogeneración eficiente y tecnologías convencionales.

La ubicación regional y fechas de operación de tecnologías convencionales es resultado de necesidades regionales por confiabilidad y de la optimización del sistema.

La Tabla 7.3, muestra el detalle del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas y en las Tabla 7.4 y 7.5 el resumen por Gerencia de Control y por tipo de tecnología de generación.

En los primeros años se indican los proyectos firmes. Apartir de 2023 se indican proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y

largo plazos, en éstos se indica la tecnología, capacidad,ubicación regional y año de operación.

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Los Humeros U II	2019	Adiciones	GEN	GEO	27	ene	ORI
San Ignacio			FV		18	ene	PEN
Solem II			GEN	FV	140	ene	OCC
TAI-VI La Trinidad PI			GEN	FV	30	ene	NTE
TAI-VI La Trinidad PII			GEN	FV	30	ene	NTE
TAI-VI La Trinidad PIII			GEN	FV	30	ene	NTE
Cogeneración Industrial Papelera San Luis S.A. De C.V.			GEN	COGEF	2	ene	OCC
Don Diego Solar (Antes San Fernando)			AUT	FV	125	ene	NOR
Energreen			GEN	BIO	2	ene	CEL
Sears Galerías Monterrey			COG	COGEF	1	ene	NES
Planta Solar Oregana			GEN	FV	125	feb	NOR
Tres Mesas 3			GEN	EO	50	feb	NES
Bluemex Power I			GEN	FV	90	mar	NOR
Energía San Luis De La Paz			GEN	CC	22	mar	OCC
Munisol S.A.P.I.			AUT	FV	22	mar	NOR
San Luis Potosí/AA			GEN	CI	20	mar	OCC
Ahumada IV Solar PV S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
CCC Tula Paquete I			GEN	CC	275	mar	CEL
Energía Eléctrica De Chihuahua S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
Energía Solar Sonense S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
Fotovoltaica De Ahumada S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
Lamosa Energía de Monterrey			GEN	CI	8	mar	NES
Planta España			GEN	CI	3	mar	CEL
Planta Reforma			GEN	CI	3	mar	CEL
Planta solar Santa María			GEN	FV	148	mar	NTE
Refractarios básicos			GEN	CI	5	mar	NES
Absormex CMPC Tissue S.A. De C.V.			GEN	COGEF	23	mar	NES
CCC Valle De México II			GEN CFE	CC	615	mar	CEL
Aldebaran			PP	FV	15	abr	OCC
CC Noreste (CC Escobedo)			GEN	CC	857	abr	NES
Grupo Gusi, S.P.R. De R.L. De C.V.			GEN	BIO	3	abr	OCC
Recurrent Energy México Development, S. De R.L. De C.V.			GEN	FV	63	abr	OCC
Río Escondido			GEN	CAR	129	abr	NES
Cogeneración De Altamira S.A. De C.V.			COG	COGEF	350	abr	NES
Energía Solar De Poniente S. De R.L. De C.V.			GEN	FV	82	abr	NTE
Laguna Solar			GEN	FV	101	abr	NTE
Mi Rancho Sur			AUT	FV	25	abr	NOR
Pier I (Agrupado Con Pier IV)			AUT	EO	87	abr	ORI
Pier IV (Agrupado Con Pier II)			AUT	EO	134	abr	ORI
RMSC Comercio, S.A.P.I. DE C.V. (ALAI)			GEN	FV	30	abr	NTE
Topolobampo II			PIE	CC	887	abr	NOR
Aguas Tratadas Del Valle De México, S.A. De C.V.			GEN	BIO	30	may	CEL
BNB Villa Ahumada Solar			GEN	FV	150	may	NTE
CFE Empalme I			GEN CFE	CC	770	may	NOR
CFE Empalme II			GEN CFE	CC	791	may	NOR
Rumorosa Solar			GEN	FV	41	may	BC
San Miguel De Allende 5			GEN	FV	30	may	OCC
Tampico I			AUT	FV	30	may	OCC
Tampico II			AUT	FV	60	may	OCC
Trompezón			GEN	FV	126	may	OCC
Azufres III Fase II			GEN CFE	GEO	25	jun	OCC
Desarrollos Solares De Delicias S.A.P.I De C.V (E/1493/AUT/2015)			AUT	FV	4	jun	NTE
Desarrollos Solares De Delicias S.A.P.I De C.V (E/1495/AUT/2015)			AUT	FV	7	jun	NTE
Desarrollos Solares De Delicias S.A.P.I De C.V (E/1494/AUT/2015)			AUT	FV	4	jun	NTE
Sears Tezontle			COG	COGEF	1	jun	CEL
Akin Solar S.A. De C.V.			AUT	FV	100	jun	NOR
ALIAIR Importación Y Exportación, S.A.P.I. DE C.V. (ALAI)			AUT	FV	30	jun	NTE
Energía Solar Alaia V S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE
Energía Solar Alaia IV S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE
Energía Solar Alaia III S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Energía Solar Alaia II S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE
Astillero Sabinita			GEN	FV	100	jun	OCC
AT Solar V			GEN	FV	180	jun	NOR
Delicias Solar			PP	FV	30	jun	OCC
El Mezquite			GEN	EO	250	jun	NES
Energía Limpia De Amistad II			GEN	EO	99	jun	NES
Kambul			GEN	FV	30	jun	PEN
Nonoalco			GEN	TG	89	jun	CEL
Palma Loca			GEN	FV	400	jun	NES
Parque Solar Conejos			GEN	FV	80	jun	NTE
Potosí Solar			GEN	FV	300	jun	NES
PS Aguascalientes Sur I			GEN	FV	30	jun	OCC
Salitrillos			GEN	EO	99	jun	NES
Sears La Esfera			GEN	COGEF	1	jun	NES
Sears Puebla Zaragoza			GEN	COGEF	1	jun	ORI
TAI IV-NEO			GEN	FV	23	jun	NTE
TAI V P-10			GEN	FV	10	jun	NTE
TAI V P-15			GEN	FV	15	jun	NTE
Tepezala I			GEN	FV	100	jun	OCC
Tuli			GEN	FV	150	jun	NES
Tuto II			GEN	FV	138	jun	NOR
Villaldama I			AUT	FV	2	jun	NES
X Elio FV Xoxocotla S.A.P.I. De C.V.			GEN	FV	70	jun	ORI
Elan Generador Dos S.A. De C.V.			GEN	CI	4	jul	CEL
Fotovoltaico Flex			GEN	FV	2	jul	NTE
Generación Eléctrica Cuprum			GEN	CI	2	jul	CEL
Parque Eólico Reynosa			GEN	EO	431	sep	NES
(Central Térmica Pichilingue)			GEN	TG	100	sep	BCS
Cajeme Solar S.A. De C.V.			AUT	FV	10	sep	NOR
El Carmen			GEN	CC	950	sep	NES
Eólica Mesa La Paz			GEN	EO	300	sep	NES
Huerto Solar Fotovoltaico Durango			GEN	FV	100	sep	NTE
Eólica Peñasco Dos			GEN	EO	2	oct	NOR
Border Solar			AUT	FV	150	nov	NTE
Pachamama			GEN	FV	300	nov	OCC
Potosí Solar			AUT	FV	30	dic	OCC
Vicente Guerrero			AUT	EO	118	dic	NES
Eólica De Guanajuato			AUT	EO	63	dic	OCC
Fortius			GEN	FV	6	dic	OCC
Sears La Victoria			GEN	COGEF	1	dic	OCC
Calera			GEN	FV	80	dic	OCC
Carabina I			AUT	EO	200	dic	NES
Central Hidroeléctrica Solis			PP	HID	15	dic	OCC
Central LFGE León			AUT	BIO	3	dic	OCC
Delaro, S. De R.L. De C.V.			AUT	EO	117	dic	NES
Eólica Mamulique			AUT	EO	42	dic	NES
Kabil			GEN	EO	30	dic	PEN
Kabil II			GEN	EO	30	dic	PEN
Los Pinos			PP	FV	40	dic	OCC
Pollux Energy Project S.A. De C.V.			PP	FV	30	dic	NES
Prosolia Internacional De México, S.A. De C.V.			PP	FV	30	dic	NTE
Salsipuedes Solar			AUT	FV	30	dic	OCC
Sol De Los Manzanos			AUT	FV	30	dic	NTE
Solax Fotovoltaico Arista			PP	FV	30	dic	OCC
Tepeyahualco			GEN	FV	100	dic	ORI
Vientos De Bella Unión S. De R.L. De C.V.			AUT	FV	50	dic	NES
					12,637		

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Norte III	2020	Adiciones	GEN CFE	CC	907	ene	NTE
CCC Centro			GEN CFE	CC	642	ene	ORI
Concunul			GEN	FV	70	ene	PEN
K'IIN S.A.P.I. De C.V.			AUT	FV	30	ene	PEN
Sol De Insurgentes			GEN	FV	23	ene	BCS
Topolobampo III			PIE	CC	765	ene	NOR
Versalles De Las Cuatas-I			GEN	FV	21	feb	NTE
Versalles De Las Cuatas-II			GEN	FV	21	feb	NTE
Versalles De Las Cuatas-III			GEN	FV	21	feb	NTE
Eólica Santiago			AUT	EO	106	mar	OCC
CCC EVM II			GEN	CC	850	mar	CEL
Parque solar los cuervos			GEN	FV	200	abr	OCC
Los Molinos			GEN	EO	171	abr	NES
Cogeneración Tula			GEN CFE	COGEF	320	abr	CEL
Eolica Tres Mesas 4			GEN	EO	96	abr	NES
Guerrero Negro IV (Mulege) U1			GEN CFE	CI	4	jun	MUL
Guerrero Negro IV (Mulege) U2			GEN CFE	CI	4	jun	MUL
Magdalena			GEN	FV	500	jun	CEL
Magdalena 2			GEN	FV	220	jun	CEL
Parque Eólico Parras			AUT	EO	50	jun	NTE
Ak KIN Green Power Parek S. De R.L. De C.V.			GEN	FV	100	jun	NES
Amistad III			GEN	EO	99	jun	NES
Amistad IV			GEN	EO	150	jun	NES
Bacabachí I (Navojoa Solar)			GEN	FV	200	jun	NOR
Central Eólica Gunna Sicarú I			GEN	EO	48	jun	ORI
Central Eólica Gunna Sicarú II			GEN	EO	252	jun	ORI
Chicxulub I			GEN	EO	70	jun	PEN
El Mayo			GEN	FV	99	jun	NOR
Energía Renovable De La Península, S.A.P.I. De C.V.			GEN	EO	90	jun	PEN
Eólica De Guadalupe			GEN	EO	300	jun	NES
Las Estrellas			GEN	EO	198	jun	NES
Los Ramones			GEN	TG	550	jun	NES
Pachamama II			GEN	FV	330	jun	ORI
Parque Solar Nueva Xcala			GEN	FV	200	jun	CEL
Parque Solar Villanueva MP			GEN	FV	150	jun	NTE
Potreros Solar			GEN	FV	270	jun	OCC
San Matías			AUT	EO	30	jun	BC
Solar Abril 99			GEN	FV	99	jun	NOR
Tastiota			GEN	FV	100	jun	NOR
Vientos Del Altiplano			AUT	FV	40	jun	NES
Eólica Chinampas			AUT	EO	64	jul	OCC
Np Energía La Lucha			GEN	FV	130	jul	NTE
Pima Solar I			GEN	FV	110	oct	NOR
CC Tierra Mojada			GEN	CC	874	dic	OCC
Mesa Morenos			AUT	EO	76	dic	OCC
Parque Eólico Dolores			GEN	EO	269	dic	NES
Parque Eólico Santa Cruz			GEN	EO	138	dic	NES
San Julián			AUT	EO	40	dic	OCC
San Pedro			AUT	EO	30	dic	OCC
Ciénega De Mata			GEN	FV	200	dic	OCC
Cuyoaco			GEN	FV	200	dic	ORI
Horus Solar, S.A. De C.V.			GEN	FV	95	dic	OCC
					10623		
CGS PV 02	2021	Adiciones	GEN	FV	89	ene	OCC
Eólica Palo Alto			AUT	EO	71	ene	OCC
Ticul I			GEN	FV	189	ene	PEN
Ticul II			GEN	FV	94	ene	PEN
Eólica Fenicias			AUT	EO	168	mar	NES
RM Angostura UI			GEN CFE	HID	20	abr	ORI

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
RM Malpaso U1			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
RM Mazatepec U1			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
Complemento Novillo U1			GEN CFE	HID	5	abr	NOR
RM Portezuelos I y II (1898) U1			GEN CFE	HID	2	abr	ORI
Amata			GEN CFE	HID	15	abr	NOR
Optimizado Tijuana TG U1			GEN CFE	TG	100	abr	BC
Optimizado Tijuana TG U2			GEN CFE	TG	100	abr	BC
El Clérigo			GEN	CC	500	may	NES
Chicxulub II			GEN	EO	88	jun	PEN
Helios			GEN	FV	150	jun	NES
Rancho Del Norte			GEN	EO	250	jun	NES
Cerro Iguana			GEN	EO	200	dic	ORI
Palmita			GEN	EO	110	dic	ORI
					2,169		
Tuxpan Iberdrola	2022	Adiciones	GEN	CC	1000	ene	ORI
RM Angostura U2			GEN CFE	HID	20	abr	ORI
RM Malpaso U2			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
RM Mazatepec U2			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
RM Zimapán U1			GEN CFE	HID	11	abr	OCC
Complemento Novillo U2			GEN CFE	HID	5	abr	NOR
RM Comedero U1			GEN CFE	HID	8	abr	NOR
RM Portezuelos y II (1898) U2			GEN CFE	HID	2	abr	ORI
RM Oviachic U1			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Sanalona U1			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Camilo Arriaga U1			GEN CFE	HID	1	abr	NES
U-3 La Amistad			GEN CFE	HID	12	abr	NES
Equip. Josefa Ortíz De Domínguez			GEN CFE	HID	10	abr	NES
Amp. Cecilio Del Valle			GEN CFE	HID	7	abr	ORI
Francisco Zarco			GEN CFE	HID	10	abr	NTE
Amuchilite			GEN CFE	HID	8	abr	OCC
Salamanca			GEN CFE	CC	757	abr	OCC
San Luis Potosí			GEN CFE	CC	740	abr	OCC
Optimizado Mexicali TG U1			GEN CFE	TG	100	abr	BC
Optimizado Mexicali TG U2			GEN CFE	TG	100	abr	BC
Ecowind			GEN	EO	100	dic	ORI
El Sauzal			GEN	EO	200	dic	ORI
Parque Eólico Iggu			GEN	EO	150	dic	ORI
Zapoteca Energía I			GEN	EO	70	dic	ORI
					3,331		
Humeros III Fase B	2023	Adiciones	GEN CFE	GEO	25	abr	ORI
San Luis Río Colorado			GEN CFE	CC	450	abr	BC
Baja California Sur VI			GEN CFE	CI	42	abr	BCS
Lerdo			GEN CFE	CC	911	abr	NTE
Tuxpan			GEN CFE	CC	964	abr	ORI
Fotovoltaico Cerro Prieto II			GEN CFE	FV	150	abr	BC
Fotovoltaico Villita			GEN CFE	FV	62	abr	CEL
Fotovoltaico Central			GEN CFE	FV	250	abr	CEL
Sureste I Fase I			GEN CFE	EO	105	abr	ORI
RM Angostura Us 3 y 4			GEN CFE	HID	40	abr	ORI
RM Malpaso U 3 y 4			GEN CFE	HID	24	abr	ORI
RM Mazatepec U3			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
RM Zimapán U2			GEN CFE	HID	11	abr	OCC
Complemento Novillo U3			GEN CFE	HID	5	abr	NOR
RM Comedero U2			GEN CFE	HID	8	abr	NOR
RM Oviachic U2			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Sanalona U2			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Platanal			GEN CFE	HID	3	abr	OCC
RM Camilo Arriaga U2			GEN CFE	HID	1	abr	NES

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
RM Electroquímica			GEN CFE	HID	13	abr	NES
Cerro de Oro Presa CONAGUA U1			GEN CFE	HID	15	abr	ORI
Luis L. León (El Granero)			GEN CFE	HID	30	abr	NTE
Presa Picachos Presa CONAGUA			GEN CFE	HID	15	abr	NOR
Vicente Guerrero			GEN CFE	HID	10	abr	ORI
Aprovechamiento Cutzamala			GEN CFE	HID	3	abr	CEL
Rosetilla			GEN CFE	HID	3	abr	NTE
Juan Sábines			GEN CFE	HID	10	abr	ORI
Eustaquio Buelna			GEN CFE	HID	15	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	50	abr	BC
Optimización			GEN	EO	20	abr	BC
Optimización			GEN	FV	50	abr	BC
Optimización			GEN	FV	50	abr	BC
					3,332		
Tizimin II	2024	Adiciones	GEN	EO	76	ene	PEN
Sureste II y III			GEN CFE	EO	600	abr	ORI
Sureste IV y V			GEN CFE	EO	600	abr	ORI
Fotovoltaico Central			GEN CFE	FV	200	abr	CEL
Fotovoltaico Guadalupe			GEN CFE	FV	250	abr	OCC
Fotovoltaico Costa de Jalisco y Nayarit			GEN CFE	FV	340	abr	OCC
Cogeneración Minatitlán			GEN CFE	COGEF	870	abr	ORI
RM Angostura U5			GEN CFE	HID	20	abr	ORI
RM Malpaso U5			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
RM Mazatepec U4			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
RM Mocuzari			GEN CFE	HID	1	abr	NOR
RM Colina			GEN CFE	HID	1	abr	NTE
RM Minas			GEN CFE	HID	1	abr	ORI
RM Micos			GEN CFE	HID	1	abr	NES
Cerro de Oro Presa CONAGUA U2			GEN CFE	HID	15	abr	ORI
Angostura			GEN CFE	HID	10	abr	NOR
Las Adjuntas			GEN CFE	HID	15	abr	NES
Optimización			GEN	CI	44	abr	BCS
					3,061		
Cogeneración Salina Cruz	2025	Adiciones	GEN CFE	COGEF	812	abr	ORI
RM Malpaso U6			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	479	abr	BC
Optimización			GEN	CC	478	abr	BC
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	5	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	25	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
					2,630		
Optimización	2026	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	150	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	25	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	33	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	241	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	58	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	420	abr	ORI
					1,691		
Optimización	2027	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	150	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	24	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	950	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	52	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	14	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	420	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	420	abr	ORI
					2,644		
Optimización	2028	Adiciones	GEN	CC	479	abr	BC
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL
Optimización			GEN	CC	415	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	62	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	150	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	25	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	864	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	12	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	49	abr	NES
Optimización			GEN	FV	75	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	75	abr	NES
Optimización			GEN	EO	50	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	EO	20	abr	NES
Optimización			GEN	EO	50	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	EO	18	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	457	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	135	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	120	abr	ORI
					3,926		
Optimización	2029	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	54	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	CC	837	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	CC	934	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	199	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	151	abr	CEL
					4,383		
Optimización	2030	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	CC	494	abr	BC
Optimización			GEN	EO	38	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	195	abr	NOR
Optimización			GEN	CC	950	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	5	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	40	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	35	abr	OCC

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	CC	942	abr	ORI
					4,858		
Optimización	2031	Adiciones	GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	471	abr	NOR
Optimización			GEN	CC	950	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	150	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	54	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	784	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
					4,724		
Optimización	2032	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	428	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	864	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	15	abr	NES
Optimización			GEN	FV	150	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NOR
Optimización			GEN	CC	950	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
					5,017		
Optimización	2033	Adiciones	GEN	TG	48	abr	BCS
Optimización			GEN	CC	494	abr	BC
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	432	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	53	abr	NES
Optimización			GEN	FV	123	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	784	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	CC	788	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
					5,286		

CUADRO 7.4 RESUMEN DEL PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS POR TECNOLOGÍA Y GERENCIA DE CONTROL REGIONAL 2019- 2033 (MW)

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
Ciclo Combinado	5,168	4,038	500	2,497	2,325		956		950	1,758	1,771	2,386	2,205	2,243	2,498	29,294
Turbogás	189	550	200	200											48	1,187
Combustión Interna	44	8			42	44		44	44		44	44		44		357
Hidroeléctrica	15		60	114	203	82	12	719	854	712	151					2,922
Carboeléctrica	129															129
Cogeneración eficiente	380	320				870	812									2,382
Eoloeléctrica	2,051	2,277	887	520	175	1,276	100	250	202	586	975	1,193	779	990	1,028	13,288
Fotovoltaica	4,573	3,430	522		562	790	750	678	594	870	1,443	1,235	1,740	1,740	1,713	20,641
Geotérmica	52				25											77
Bioenergía	37															37
Total:	12,637	10,623	2,169	3,331	3,332	3,061	2,630	1,691	2,644	3,926	4,383	4,858	4,724	5,017	5,286	70,313
Energía Limpia:	7,108	6,027	1,469	634	965	3,017	1,674	1,647	1,650	2,168	2,569	2,428	2,519	2,730	2,741	39,346

TABLA 7.5 RESUMEN DEL PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS POR AÑO Y TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN 2019-2033 (MW)

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Total
Ciclo Combinado	1,740	5,449	4,749	6,518	5,658	2,307		2,873			29,294
Turbogás	89					550		400	148		1,187
Combustión Interna	11		20			13			306	8	357
Hidroeléctrica	154	2,543	47	93	44	41					2,922
Carboeléctrica						129					129
Cogeneración eficiente	321	1,683	3			375					2,382
Eoloeléctrica		4,605	546	2	62	7,589	384	100			13,288
Fotovoltaica	2,132	1,400	5,764	3,608	4,370	2,622	431	291	23		20,641
Geotérmica		52		25							77
Bioenergía	31			6							37
Total:	4,478	15,732	11,159	10,222	10,134	13,625	815	3,664	477	8	70,313
Energía Limpia:	2,638	10,283	6,391	3,703	4,476	10,627	815	391	23	0	39,346

VII.3 Evolución de precios de combustibles

Para este ejercicio de planificación, la CFE proporcionó las trayectorias de precios de combustible para:

gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, bajo y medio. En la Figura 7.1 se muestran esas trayectorias.

FIGURA 7.1 TRAYECTORIAS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

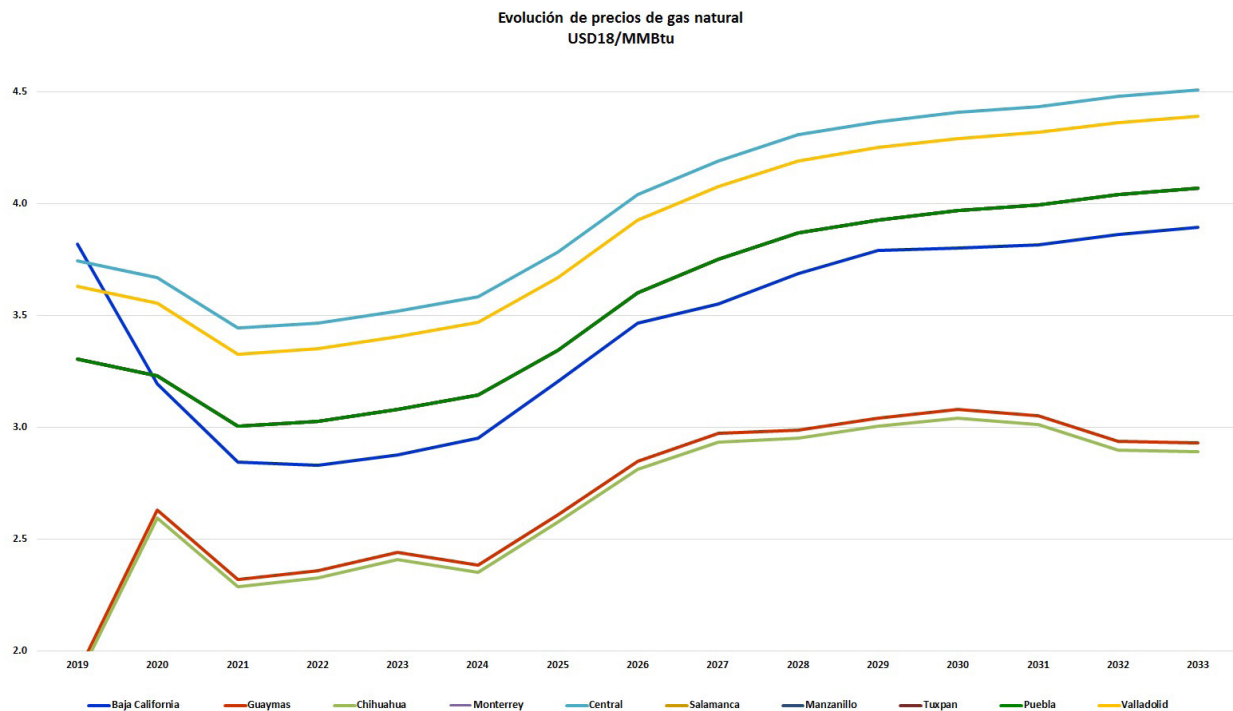


Evolución de precios de gas natural (escenario medio)

En la Figura 7.2 se muestran de manera gráfica las trayectorias de los precios de gas natural en dife-

rentes regiones del país, para el escenario medio. Independientemente de que los generadores de empresas privadas adquieran en el mercado a precios similares o diferentes el gas natural.

FIGURA 7.2 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL ESCENARIO MEDIO



VII.4 Margen de Reserva

La confiabilidad del suministro de energía de un sistema eléctrico depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia (MW) y del consumo de energía (GWh).

El margen de reserva (MR) de capacidad, es un indicador de la suficiencia de generación en el sistema durante el periodo de estudio.

En los estudios realizados por el CENACE se consideró el MR eficiente, dictado en la política de confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el Sistema BC y 35% para el Sistema BCS. A nivel sistema, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio en-

tre las 16 y 17 horas. Para los sistemas aislados BC y BCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local en cada sistema.

La participación de tecnologías renovables, particularmente la solar fotovoltaica, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará ausente en la noche, por lo que es fundamental verificar el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche. El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

$$MR \% = 100 * \frac{CD - DM}{DM}$$

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 de 6%.

La capacidad disponible de la generación intermitente, en el punto de operación en demanda máxima, se considera como un porcentaje de su

capacidad, de acuerdo con la estadística de su comportamiento estacional y horario. Los requerimientos de capacidad en sistemas aislados o débilmente interconectados se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

En la tabla 7.6, se presentan los valores de margen de reserva para el escalón de punta de la tarde, del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de USA.

TABLA 7.6 MARGEN DE RESERVA PARA EL ESCALÓN DE LA TARDE

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Diurno															
CCR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
BCN	-4.5	-11.8	-8.5	-5.4	9.8	5.9	27.5	24.0	20.9	27.5	22.9	29.2	25.8	21.5	27.8
BCS	35.4	50.3	45.4	40.9	42.2	42.3	38.2	40.4	41.8	37.8	38.6	39.7	35.8	36.7	38.3
Central	14.3	43.4	39.3	53.7	52.7	51.2	50.1	48.9	47.8	46.7	47.0	45.9	44.9	43.8	42.8
Noreste	25.4	47.3	57.6	43.3	47.8	55.2	44.2	39.2	38.1	43.0	39.3	46.1	46.6	57.3	57.6
Noroeste	24.3	37.2	38.5	33.8	33.0	31.9	31.0	29.9	29.0	28.0	29.8	30.9	33.9	36.6	41.0
Norte	19.3	29.8	26.3	21.7	23.7	21.9	21.6	21.4	21.2	24.2	26.2	26.4	29.2	28.8	31.4
Occidental	15.9	32.8	38.0	27.7	18.4	17.5	17.0	16.9	17.1	16.6	21.2	19.5	24.9	22.9	25.7
Oriental	41.0	43.8	40.5	45.5	38.9	35.5	34.9	34.2	36.1	35.7	36.3	36.3	35.5	34.5	33.6
Peninsular	35.8	33.5	45.9	46.5	41.5	42.7	58.7	55.6	55.9	53.2	50.4	51.2	47.1	45.9	41.9
SIN	23.4	39.4	41.6	39.0	36.4	36.5	34.6	33.0	32.8	33.4	34.2	35.0	36.5	37.8	38.8

Como se observa el MR, en el SIN, del escalón de la tarde, en 2019 será cercano a 23%. Entre 2020 y 2022 alcanzará los valores mayores debido a la entrada en operación de capacidad de nuevas centrales a base de energías renovables, principalmente eólicas y solares, así como a la inclusión de centrales de ciclo combinado.

Para Baja California, se registran MR negativos a partir de 2019 y hasta 2022. En estos MR no se han considerado recursos de capacidad que podrían provenir de los sistemas eléctricos del oeste de USA. La Tabla 7.7, presenta los valores de margen de reserva para el escalón de punta nocturno del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de USA.

TABLA 7.7 MARGEN DE RESERVA PARA EL ESCALÓN NOCTURNO

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Nocturno															
CCR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
BCN	-4.5	-11.8	-8.5	-5.4	9.8	5.9	27.5	24.0	20.9	27.5	22.9	29.2	25.8	21.5	27.8
BCS	32.6	45.2	40.7	36.3	37.9	38.1	34.4	36.9	38.7	35.0	36.1	37.6	34.2	35.0	36.7
Central	14.6	30.7	29.9	29.3	26.2	33.8	18.2	14.6	14.2	13.9	13.8	13.5	13.2	12.9	12.6
Noreste	26.6	39.2	45.3	43.6	43.3	31.1	29.6	28.8	28.1	27.6	27.0	26.8	26.4	26.1	25.7
Noroeste	22.7	22.5	21.1	21.2	21.4	20.7	20.1	19.5	21.3	20.7	22.5	21.9	24.7	23.9	23.2
Norte	15.1	20.3	19.7	18.9	15.2	16.4	15.9	15.5	14.9	17.8	19.2	18.8	18.3	20.6	21.2
Occidental	15.9	26.0	25.2	21.8	15.6	15.0	14.4	14.1	13.7	13.3	12.9	12.5	12.9	12.5	13.7
Oriental	27.3	34.8	32.5	30.2	27.3	28.4	28.9	29.1	29.4	29.6	28.8	30.7	29.8	30.0	29.2
Peninsular	23.7	30.5	32.7	25.0	29.5	27.6	45.1	20.3	13.1	12.8	11.6	11.0	11.8	11.7	11.0
SIN	20.6	30.1	30.4	28.4	25.8	24.9	22.6	20.4	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.1	20.0

Para el escalón nocturno, el MR del SIN será cercano al 21.0% en 2019 y se incrementará en 2020 y 2021 con la entrada en operación de nuevas centrales eólicas, fotovoltaicas, ciclos combinados y otras tecnologías convencionales. A partir de 2026, el MR en el SIN será del orden de 20%.

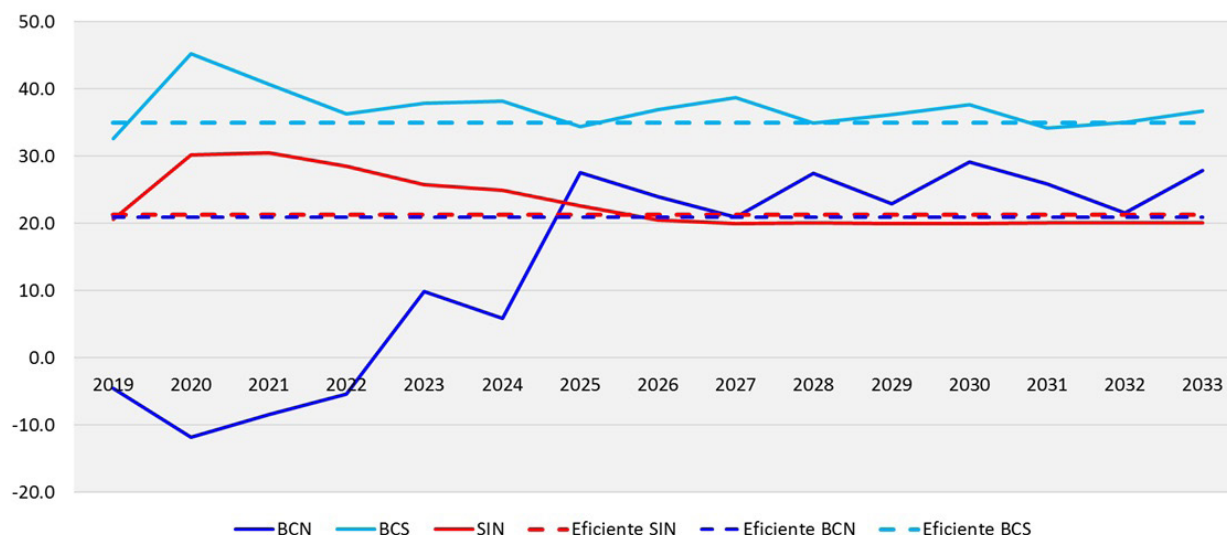
Para Baja California, se registran MR negativos a partir de 2019 y hasta 2022. En estos MR no se han considerado recursos de capacidad que podrían provenir de los sistemas eléctricos del oeste de USA.

La capacidad actual de la red de transmisión que interconecta los sistemas eléctricos de Baja California con los del oeste de USA es de 408 MW. La importación de capacidad, en los periodos de verano, permitiría atender la demanda, al menos para no tener déficit de capacidad en Baja California duran-

te estos años. A partir de 2021 se ha supuesto la instalación 200 MW de capacidad con unidades turbogás y en 2022 otros 200 MW. Sin embargo, estas capacidades no corresponden a proyectos firmes y se consideran solo con fines indicativos de lo que mínimamente debería instalarse en esos años para salir de la condición de déficit de capacidad en BC. A partir de 2023 se considera entraría en operación una central de ciclo combinado en San Luis Rio Colorado, con capacidad de 450 MW. A partir de 2025 con la adición de nuevas centrales de CC el margen de reserva alcanzará el establecido en la Política de Confiabilidad.

La figura 7.3, muestra los márgenes de reserva de los tres sistemas eléctricos, así como los valores de referencia del Margen de Reserva Eficiente de Planeación, indicados en la Política de Confiabilidad.

FIGURA 7.3 MARGEN DE RESERVA PARA EL ESCALÓN NOCTURNO



VII.5 Emisiones

El 27 de marzo de 2015 México suscribió compromisos ante las Naciones Unidas para enfrentar el cambio climático, con la denominada *Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional* (INDC, por sus siglas en inglés). La INDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales no condicionados, que son

aquellos que el país puede solventar con sus propios recursos.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de GEI en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene el compromiso INDC de reducir sus

emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO₂e al 2030.

La Tabla 7.8, presenta la estimación de emisiones de CO₂ como resultado de la producción de energía en SEN. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a centrales que autoabastecen de manera local su demanda.

Se estima que en 2018 se emitieron 102 MTCO₂e, a partir de 2019 las emisiones disminuyen y en 2020 se llega a un mínimo de 85MTCO₂, como resultado de la integración de fuentes de generación renovable en este periodo. Al año 2024 llegarían a 89MT-CO₂e y en 2033 a 105 MTCO₂e. Estos valores son inferiores respecto al nivel definido en el compromiso INDC, lo cual es resultado de la integración de fuentes renovables de energía y centrales convencionales a base de gas natural con altas eficiencias de conversión y menores emisiones.

TABLA 7.8 EMISIONES DE CO₂ DE CENTRALES ELÉCTRICAS INTERCONECTADAS A LA RNT

Emisiones de CO ₂ e en el SEN en millones de toneladas	
Periodo	Total
2018	102
2019	95
2020	85
2021	86
2022	89
2023	90
2024	89
2025	89
2026	91
2027	93
2028	95
2029	97
2030	99
2031	101
2032	103
2033	105

En la tabla 7.9 se presenta la evolución de la producción de energía, así como la participación estimada que corresponde a fuentes de generación limpias.

TABLA 7.9 PARTICIPACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Periodo	Energía Producida (GWh)	Energía Limpia (GWh)	Energía Limpia (%)
2019	327,965	87,400	26.6
2020	340,162	107,374	31.6
2021	350,432	117,236	33.5
2022	362,099	118,521	32.7
2023	368,365	123,350	33.5
2024	379,159	133,175	35.1
2025	389,998	137,815	35.3
2026	401,262	144,055	35.9
2027	412,482	150,361	36.5
2028	424,801	157,258	37.0
2029	437,448	164,548	37.6
2030	450,036	171,821	38.2
2031	462,739	179,141	38.7
2032	476,606	187,242	39.3
2033	490,047	195,316	39.9