

4. Potencial de tecnologías de almacenamiento de energía en México

Apéndice 4.3, Norte: Juarez-Chihuahua

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency



Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este reporte es parte del estudio:

Mapa de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de energía a escala de servicios en México

Compilado y elaborado por:

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Karla Gabriela Alonso Lupian

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>



Juárez - Chihuahua

Contenido

Juárez - Chihuahua.....	5
Contenido.....	5
Tablas.....	7
Figuras.....	8
Ubicación del sitio	9
Consumo y demanda	9
Capacidad Instalada	11
Capacidad instalada Convencional	11
Capacidad instalada Energías Limpias.....	12
Capacidad identificada en proyectos que cuentan con MIA´s.....	12
Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para GCR.....	13
Generación regional	14
Consumo de combustibles por región de control.....	15
Capacidad de Trasmisión regional.....	16
Proyectos de ampliación y modernización de la RNT.....	18
P19-NT1 Terranova Banco 2	19
P15-NT1 Chihuahua Norte Bco.5.....	22
P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Bco. 3.....	22
P17-NT5 Francisco Villa Banco 3.....	23
Diagnóstico CENASE.....	23
Líneas de transmisión saturadas.....	25
Energía no suministrada	26
Pronósticos de generación, consumo bruto y demanda máxima.....	26
Comportamiento operativo	29
Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Perdidas.....	32



Nodos seleccionados.....	32
Precios Marginales Locales (PML)	33
Precios del componente de Energía.....	34
Precios del componente de Perdidas	35
Precios del componente de Congestión.....	35
Diferencias entre nodos	36
Problemática en los reportes de CENASE	37
Resumen de las problemáticas identificadas	39
Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE	41
Referencias.....	44



Tablas

- Tabla 1.** Gerencia de Control Regional (GCR) Norte
- Tabla 2.** Consumo Bruto y Demanda Máxima Integrada en 2018, crecimiento porcentual respecto a 2017 y TMCA pronosticada para los periodos 2019-2024 y 2019-2033 Nacional y para la GCR Norte. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)
- Tabla 3.** Capacidad Instalada en la GCR Norte. Fuente: (PRODESEN 2019-2033), (PRODESEN 2018-2032)
- Tabla 4.** Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Norte. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)
- Tabla 5.** Datos de proyectos identificado a partir de información pública de las manifestaciones de impacto ambiental evaluadas para la GCR-Norte. Fuente: Elaboración propia con datos del SCT de SEMARNAT (SEMARNAT, 2019)
- Tabla 6.** Proyectos identificados que cumplen criterios de firmeza. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 7.** Generación Bruta por entidad federativa en la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: Elaboración propia con datos del (SIE, 2019)
- Tabla 8.** Participación porcentual por tipo de tecnología en la generación por año y tipo de combustible. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).
- Tabla 9.** Consumo de combustibles fósiles para la GCR Norte por tipo de tecnología, por tipo de combustible y por año. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).
- Tabla 10.** Región de Trasmisión, Número de circuito, Capacidad y Tensión para los años 2016, 2017 y 2018. Fuente: (PRODESEN, 2017), (PRODESEN, 2018), (PRODESEN, 2019)
- Tabla 11.** Proyectos de ampliación de la RNT en la GCR Norte. Fuente: (PAMRNTyRGD 2018-2032)
- Tabla 12.** Proyectos de transformación y compensación considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la región Norte. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 13.** Resumen del diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 14.** Energía no suministrada la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 15.** Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Occidental. Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 16.** Nodos seleccionados. Fuente: Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a).
- Tabla 17.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma) en 2018.
- Tabla 18.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez) en 2018
- Tabla 19.** Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el 05MCZ-115 (Moctezuma) y el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez) en 2018
- Tabla 22.** Estados de emergencia reportados por CENASE para la GCR Occidental en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)
- Tabla 23.** Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Norte).



Tabla 24. Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Norte)

Tabla 25. Grado de compensación reactiva (MVar) en región de control norte.

Tabla 26. Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 1,700 MW de reserva en el SIN.

Table 27. Estimación de la reducción de emisiones y generación en el área de control.

Figuras

Figura 1. Ubicación de estudio de caso Zimapán.

Figura 2. Líneas de Trasmisión en la GCR Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Figura 3. Red eléctrica de la zona San Luis de la Paz y su zona de influencia. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Figura 4. Curva de duración de carga de Terranova Banco 1 en los periodos de septiembre 2017 - agosto 2018 y el estimado de septiembre 2022 - agosto 2023. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Figura 5. Transferencias de potencia el 6 de junio de 2018 a las 16:23 h. Fuente: (PAMRNTyRGD, 2019-2033)

Figura 6. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD, 2019-2033)

Figura 7. Curva de duración de carga en SE Nuevo Casas Grandes AT-98 y AT-99 230/115 kV, 100MVA. Fuente: (PAMRNTyRGD, 2019-2033)

Figura 8. Ubicación del 05MCZ-115 (Moctezuma), 05CEJ-115 (Cereso Juárez). Fuente: (Cenase 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Figura 9. PML en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

Figura 10. PML en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Figura 11. Costo del componente Energía en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

Figura 12. Costo del componente Energía en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Figura 13. Costo del componente Perdidas en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

Figura 14. Costo del componente Perdidas en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Figura 15. Costo del componente Congestión en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

Figura 16. Costo del componente Congestión en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Figura 17. Principales estados de alerta reportados por CENASE (Chihuahua) en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)

Figura 18. Curva PV curves para un nodo en la región de control norte.

Ubicación del sitio

El sitio de estudio se ubica, en la Gerencia de Control Regional (GCR) Norte en la región que abarcan los Estados de Chihuahua y Durango.

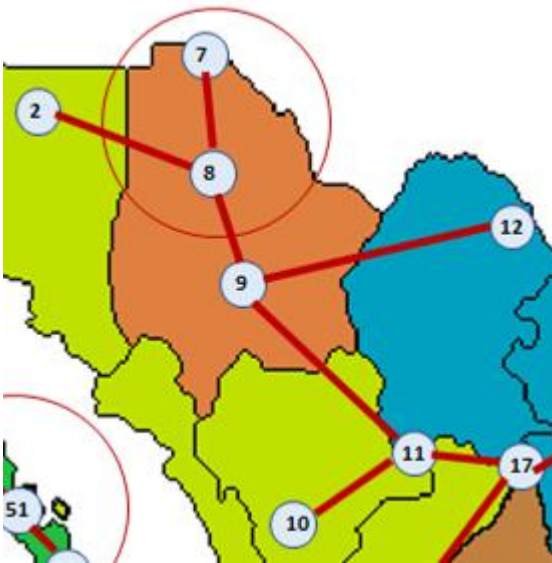


Figura 1. Ubicación de estudio de caso Zimapán.

Tabla 1. Gerencia de Control Regional Norte

No.	Región de Trasmisión (RT)
7	Juárez
8	Moctezuma
9	Chihuahua
11	Laguna
10	Durango

El sitio de interés abarca la Región de Trasmisión (RT) de Juárez (7) y la RT Moctezuma (8) y aquellas regiones de trasmisión que le rodean: 2 (Cananea), 9, 11 y 12 (Rio Escondido). En particular entre los Nodos 05MCZ-115 (Moctezuma), 05CEJ-115 (Cereso Juárez). (CENASE, 2019a).

Consumo y demanda

En la tabla 2 se presentan los datos de Consumo Bruto¹ y Demanda Máxima Integrada² en 2018. En la misma tabla se presentan los pronósticos de crecimiento del Consumo Bruto y de

¹ Consumo bruto: se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación Comisión Federal de Electricidad, (CFE)—.

² En cuanto a la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional (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



la Demanda Máxima Integrada para los periodos 2019-2024 y 2019-2033. El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad están sujetos a diversos factores entre los más determinantes se encuentran: (i.) Crecimiento económico, (ii.) Crecimiento poblacional, (iii.) Factores climáticos estacionales, (iv.) Precio de la electricidad, (v.) Precio de combustibles, (vi.) Pérdidas de energía eléctrica, (vii.) Eficiencia Energética, y (viii.) Estructura del consumo final eléctrico.

Tabla 2. Consumo Bruto y Demanda Máxima Integrada en 2018, crecimiento porcentual respecto a 2017 y TMCA pronosticada para los periodos 2019-2024 y 2019-2033 Nacional y para la GCR Norte. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)

Parámetro	Valor	Unidades
Consumo Bruto (CB)		
CB Nacional en el SEN	318,236	GWh
Incremento del CB Nacional de respecto al CB Nacional en 2017.	4.0	%
CB regional. GCR Occidental	27,000	GWh
Porcentaje del CB regional respecto del Nacional	8.5%	%
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5) plazo. GCR Occidental	3.6	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Occidental	3.2	%
Demanda Máxima Integrada (DMI)		
DMI Nacional en el SIN	45,167	MWh/h
Incremento de la DMI respecto de la DMI en 2017	4.3	%
DMI regional. GCR Occidental	10,373	MWh/h
Porcentaje de la DMI regional respecto de la DMI Nacional	22.9	%
Demanda máxima integrada coincidente en el SIN. GCR Occidental	10,137	MWh/h
Demanda máxima integrada coincidente en el SEN. GCR Occidental	9,064	MWh/h
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5). GCR Occidental	3.5	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Occidental	3.6	%

integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR.



Capacidad Instalada

La capacidad instalada para la Gerencia de Control Regional (GCR) Norte por tipo de permiso se muestra en la siguiente Tabla 3.

Tabla 3. Capacidad Instalada en la GCR Norte. Fuente: (PRODESEN 2019-2033), (PRODESEN 2018-2032)

GCR	Año	CFE	PIE ^{2/}	AU ^{2/}	COG ^{2/}	PP ^{2/}	GEN ^{2/}	TOTAL
	(MW)							
Norte	2017	2,506	1640	370	6	139	96	4,757
	2018	2,506	1640	157	25	17	1105	5,450

Notas: 2/ considera la capacidad de contrato para los PIE y para el resto de permisionarios es la entregada a la red.

Capacidad instalada Convencional

La capacidad instalada convencional en la Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental está constituida por centrales de Ciclo Combinado (CC), centrales de Turbo Gas (TG), centrales de Combustión Interna (CI), centrales que utilizan Turbinas de Vapor (TV) y centrales Hidroeléctricas (HIDRO).

Tabla 4. Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Norte. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)

Generador	Año	Tipo de planta	Participación %
CFE, PIE y otros generadores	2016	CC	72.4%
		CI	0.4%
		PV	0.3%
		TG	0.6%
		TV	25.8%
		HIDRO	0.6%
		TOTAL	100.0%
	2017	CC	70.2%
		CI	0.5%
		PV	0.8%



Generador	Año	Tipo de planta	Participación %
		TG	0.7%
		TV	27.3%
		HIDRO	0.6%
		TOTAL	100.0%

Capacidad instalada Energías Limpias

La capacidad instalada de Energías Renovables Variables (ERV), que incluyen Eólica y Solar en estas entidades federativas de la GCR Norte era de aproximadamente de 0.1% en 2015, 0.3% en 2016 y 0.8% en 2017 (CRE y CFE, 2018).

Capacidad identificada en proyectos que cuentan con MIA´s

Se revisó el Sistema de Consulta de los Trámites (SCT) de SEMARNAT para identificar las Manifestaciones de Impacto Ambiental sometidas a consideración de la Dirección General de Evaluación de Impacto Ambiental (DGEIA) de SEMARNAT de ERV Eólica y Solar en la GCR Occidental. El resultado de esta revisión se presenta de forma resumida para la GCR Occidental en la Tabla 5.

Tabla 5. Datos de proyectos identificado a partir de información pública de las manifestaciones de impacto ambiental evaluadas para la GCR-Norte. Fuente: Elaboración propia con datos del SCT de SEMARNAT (SEMARNAT, 2019)

Región	Norte	Norte
Tecnología	EO	PV
No. de proyectos	1	23
Capacidad instalada (MW) total	200	3,586
Generación teórica (GWh) total	639	11,184
Superficie total proyectos (ha)	164	11,933
Intensidad de uso de suelo (Ha/MW), Mediana	0.82	3.17
Núm. Aerogeneradores	100	
Núm. Paneles		13,680,730
Costo por MW (USD), Mediana	\$2,245,400	\$751,417
Costo por GWh (USD), Mediana	\$6,962,115	\$248,734

Nota. Los datos se basan en un análisis de la información disponible en el sistema público de SEMARNAT, principalmente para los años 2016-2019.



Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para GCR

De acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de la Red nacional de Trasmisión y las Redes generales de Distribución publicado en 2019 (PAMRNTyRGD, 2019-2033) se tiene considerada 36 centrales de las cuales 34 son Fotovoltaicas (63.62% de la CB), 1 es de Energía Eólica (1.9% de la CB) y 1 de Ciclo Combinado (34.48% de la CB) con una Capacidad Bruta (CB) total de 3,629.40 MW de capacidad. En la siguiente tabla se muestra la totalidad de las centrales y su capacidad.

Tabla 6. Proyectos identificados que cumplen criterios de firmeza. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (CB) (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN2	FV	GEN	30	ene-19
2	Central Eléctrica GEN3	FV	GEN	30	ene-19
3	Central Eléctrica GEN4	FV	GEN	30	ene-19
4	Central Eléctrica PP1	FV	PP	30	mar-19
5	Central Eléctrica PP2	FV	PP	30	mar-19
6	Central Eléctrica PP3	FV	PP	30	mar-19
7	Central Eléctrica PP4	FV	PP	30	mar-19
8	Central Eléctrica GEN21	FV	GEN	148	mar-19
9	Central Eléctrica GEN24	FV	GEN	82.3	abr-19
10	Central Eléctrica GEN25	FV	GEN	101.3	abr-19
11	Central Eléctrica GEN30	FV	GEN	150	may-19
12	Central Eléctrica AUT10	FV	AUT	4	jun-19
13	Central Eléctrica AUT11	FV	AUT	7	jun-19
14	Central Eléctrica AUT12	FV	AUT	4	jun-19
15	Central Eléctrica AUT13	FV	AUT	30.3	jun-19
16	Central Eléctrica AUT14	FV	AUT	30.3	jun-19
17	Central Eléctrica AUT15	FV	AUT	30.3	jun-19
18	Central Eléctrica AUT16	FV	AUT	30.3	jun-19
19	Central Eléctrica AUT17	FV	AUT	30.3	jun-19
20	Central Eléctrica AUT18	FV	AUT	30.3	jun-19
21	Central Eléctrica GEN43	FV	GEN	80	jun-19
22	Central Eléctrica GEN44	FV	GEN	23	jun-19
23	Central Eléctrica GEN45	FV	GEN	10	jun-19
24	Central Eléctrica GEN46	FV	GEN	15	jun-19
25	Central Eléctrica GEN56	FV	GEN	30	jul-19
26	Central Eléctrica GEN57	FV	GEN	2	jul-19
27	Central Eléctrica GEN62	FV	GEN	100.2	sep-19



Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (CB) (MW)	Fecha de entrada
29	Central Eléctrica AUT20	FV	AUT	150	nov-19
30	Central Eléctrica AUT26	FV	AUT	30	dic-19
31	Central Eléctrica GEN75	FV	GEN	21.5	feb-20
32	Central Eléctrica GEN76	FV	GEN	21.5	feb-20
33	Central Eléctrica GEN77	FV	GEN	21.5	feb-20
35	Central Eléctrica GEN95	FV	GEN	150	jun-20
36	Central Eléctrica GEN102	FV	GEN	130	jul-20
34	Central Eléctrica AUT35	EO	AUT	50	jun-20
28	Central Eléctrica PIE3	CC	PIE	906.7	sep-19
Total				2,629.8	

Notas: FV: Fotovoltaica; COGEF; Cogeneración Eficiente; CC: Ciclo Combinado; CI: Combustión Interna; GEO: Geotérmica; BIO: Bioenergía; EO: Eólica; HID: Hidroeléctrica; GEN; Permiso como Generador al amparo de la LIE; PP: Permiso como Pequeño Productor de Energía; AUT: Permiso como Autoabastecedor de Energía

Considerando que la capacidad instalada en 2018 era de 5,450 MW (PRODESEN 2019-2033) y que los proyectos con criterios de firmeza (PIIRCE, 2019) representan una capacidad de 1,723.1 MW al final del periodo en 2024.

La ampliación de la capacidad de generación con ERV representaría un aumento de 31.61% a 2024 respecto del total de 2018.

Si se considera la capacidad identificada de ERV en las MIA's de 3,786 MW entonces se tendría un incremento de aproximadamente 69.46% en su participación respecto del total de 2018, esto sin considerar la participación en 2017 de EL de 1.4%.

Generación regional

La generación regional por entidad federativa en la GCR Norte se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7. Generación Bruta por entidad federativa en la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: Elaboración propia con datos del (SIE, 2019)

Año	2015	2016	2017
Entidad	(GWh)		
Chihuahua	15,428.3	16,059.5	14,421.6
Durango	9,286.3	8,711.5	9,081.2
Total	26,730	26,787	25,520

**Tabla 8.** Participación porcentual por tipo de tecnología en la generación por año y tipo de combustible.
Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).

Año	Generador	Tipo de planta	Participación porcentual en Generación Bruta	Porcentual del consumo de auxiliares respecto a la Generación Bruta	Participación porcentual en la Generación Neta
2015	CFE, PIE y otros generadores	CC	92.02%	1.33%	94.17%
		CI	0.45%	6.70%	0.21%
		PV	0.12%	0.00%	0.06%
		TG	1.45%	1.62%	0.35%
		TV	5.61%	1.27%	4.85%
		HIDRO	0.35%	1.95%	0.36%
		TOTAL	100.00%	1.36%	100.00%
2016	CFE, PIE y otros generadores	CC	72.39%	2.18%	72.73%
		CI	0.36%	2.77%	0.36%
		PV	0.32%	0.00%	0.33%
		TG	0.56%	2.93%	0.56%
		TV	25.79%	3.95%	25.44%
		HIDRO	0.58%	2.22%	0.58%
		TOTAL	100.00%	2.64%	100.00%
2017	CFE, PIE y otros generadores	CC	70.16%	2.13%	70.51%
		CI	0.53%	6.59%	0.51%
		PV	0.75%	0.18%	0.77%
		TG	0.67%	2.58%	0.67%
		TV	27.31%	3.87%	26.96%
		HIDRO	0.56%	1.85%	0.57%
		TOTAL	100.00%	2.61%	100.00%

Notas: FV: Fotovoltaica; CC: Ciclo Combinado; CI: Combustión Interna; EO: Eólica; HID: Hidroeléctrica; LF: Lecho Fluidizado; TG: Turbogas; TV: Turbina a Vapor

Consumo de combustibles por región de control

El consumo de combustibles por año y tipo de combustible para la GCR Occidental se señala en la siguiente tabla.

**Tabla 9.** Consumo de combustibles fósiles para la GCR Norte por tipo de tecnología, por tipo de combustible y por año. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).

Año	Gas natural (m ³)	Combustóleo (m ³)	Diesel (m ³)	Bagazo de Caña (ton)	Gas L.P. (m ³)	Biogás (m ³)	Gas Coque (m ³)	Carbón (Ton)
2015	5,038,280,078.9	284,659.6	18,099.3	0.2	0.0	18,148,286.7	136.2	25,148.8
2016	4,866,871,947.3	473,523.9	25,117.2	0.2	84.0	15,534,934.0	136.2	0.0
2017	4,975,833,662.5	459,035.9	23,953.5	0.0	0.0	20,398,398.4	0.0	2,216.8

Capacidad de Trasmisión regional

La capacidad de trasmisión entre las regiones de trasmisión se muestra a continuación en la tabla 10. Su ubicación se muestra en la figura 2.

Tabla 10. Región de Trasmisión, Número de circuito, Capacidad y Tensión para los años 2016, 2017 y 2018. Fuente: (PRODESEN, 2017), (PRODESEN, 2018), (PRODESEN, 2019)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
JÚAREZ (7)	MOCTEZUMA (8)		230	640	965	640
Samalayuca	Moctezuma	93450	230			
Samalayuca	Moctezuma	93460	230			
Samalayuca	Moctezuma	93440	230			
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)		4001/ / 230	640	640	640
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230			
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230			
Moctezuma	El Encino	93420	4001/			
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)		230	330	330	330
Camargo II	Gómez Palacio	93080	230			
Camargo II	Gómez Palacio	93040	230			
LAGUNA (11)	DURANGO (10)		400 / 230	550	550	550
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400			
Lerdo	La Trinidad	93090	230			
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)		230	300	300	300
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230			



Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
DURANGO (10)	MAZATLÁN (6)		400 / 230	640	600	640
Durango II	Mazatlán	93820	230			
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400			
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)		400 / 230	550	550	550
Andalucía	Saltillo	93050/93200	230			
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400			
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)		400	450	450	450
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400			

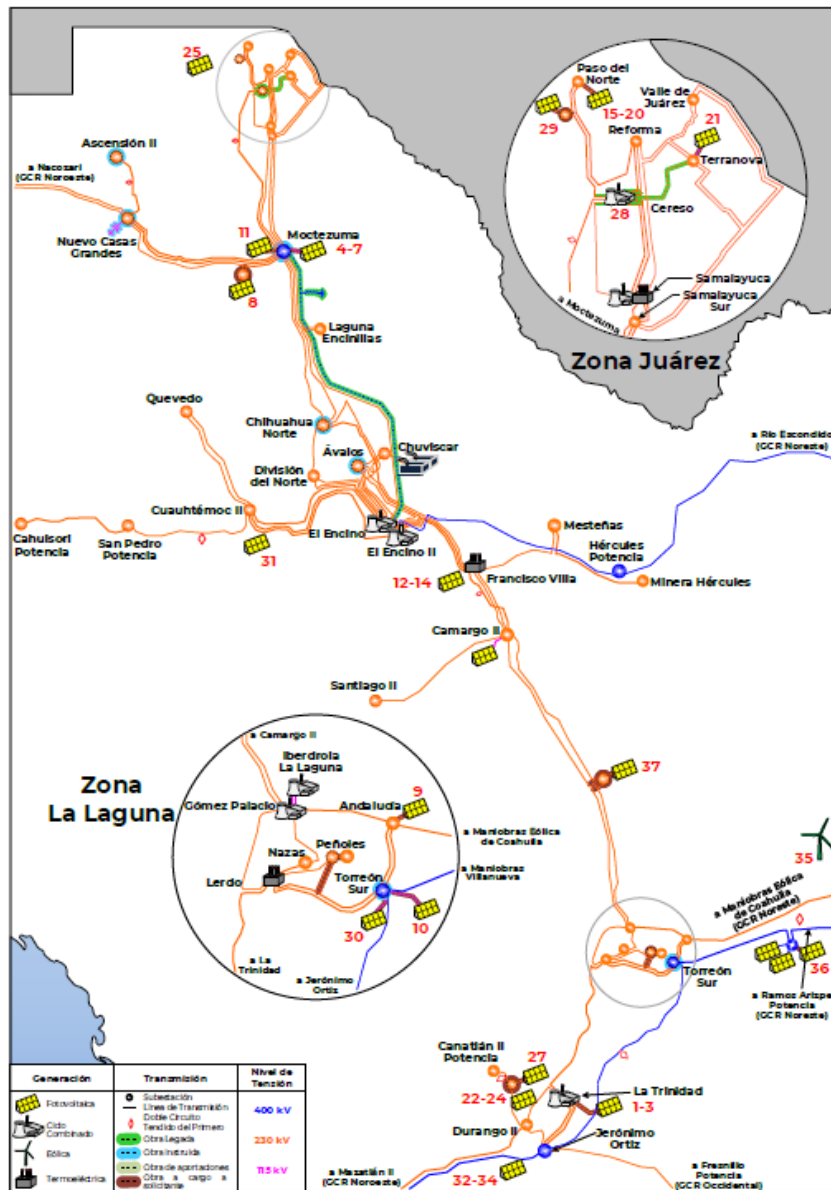


Figura 2. Líneas de Trasmisión en la GCR Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Proyectos de ampliación y modernización de la RNT

Entre los años 2019 y 2022 solo se integra a la RNT en la GCR Norte el proyecto de ampliación de los proyectos asociados a las centrales legadas de ciclos combinados autorizados a la CFE



por la SHCP y las redes en 400 kV entre Moctezuma- Chihuahua. En el PAMRNTyRGD 2018-2032 se propusieron 3 proyectos: mismos que se señalan en la siguiente tabla. Estos proyectos junto con otros de ejercicios previos fueron retomados en el PAMRNTyRGD 2019-2033 como proyectos instruidos por SENER para ejecutarse entre 2022 y 2023.

Tabla 11. Proyectos de ampliación de la RNT en la GCR Norte. Fuente: (PAMRNTyRGD 2018-2032)

No.	Denominación	Núm.
18	Chihuahua Norte Bco.5 - Ávalos Banco 3 (traslado)	P15-NT1
	Chihuahua Norte Bco.5 - Chihuahua Norte Banco 5	P15-NT1
19	Nuevo Casas Grandes Bco. 3-	P17-NT2
	Nuevo Casas Grandes Bco. 3 -Nuevo Casas Grandes MVar	P17-NT2
20	Francisco Villa Banco 3	P17-NT5

En el PAMRNTyRGD 2019-2033 se propuso solo 1 proyecto de ampliación de la red de transmisión para la GCR Norte: (1.) Terranova, Banco 2, P19-NT1 entre Chihuahua y Juárez. Asimismo, se propusieron los siguientes proyectos de transformación o compensación.

Tabla 12. Proyectos de transformación y compensación considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la región Norte. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Denominación	Fecha factible de Entrada en Operación
Modernización de 3 cuadros de Maniobras para incorporar interruptores:	dic-20
Reemplazo de equipo de baja capacidad de corto circuito KA (en zonas Juárez y Torreón)	dic-21

A continuación, se presenta un resumen del proyecto recogido en el PRODESEN 2019-2033 (SENER, 2019), así como los proyectos incluidos en el PRODESEN 2018-2032 (SENER, 2018), por lo que la referencia aquí señalada abarca los siguientes párrafos.

P19-NT1 Terranova Banco 2

Para el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Juárez y su zona conurbada, la red eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de líneas de transmisión en 230 y 115 kV que interconectan las SE que la constituyen (red anillada). La alimentación principal de esta es a través de 4 SE que cuentan con transformación 230/115 kV, para un total de 1,300 MVA. Una de esas SE es Terranova, en la cual se tiene en operación un autotransformador de 230/115 kV de 300 MVA de capacidad nominal (Figura 3). La demanda máxima de Ciudad Juárez en 2018 fue de 915 MW y, pronosticada para el 2023, será de 1,103 MW. Las más



grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al sur de Ciudad Juárez y se alimentan en nivel de 115 kV, principalmente, desde la SE Terranova, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación 230/115 kV de esta SE es de los más elevados y con mayor factor de carga de esta zona. De forma similar se encuentra la SE Valle de Juárez, ubicada al norte de Terranova, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte de los usuarios dentro de la mancha urbana.

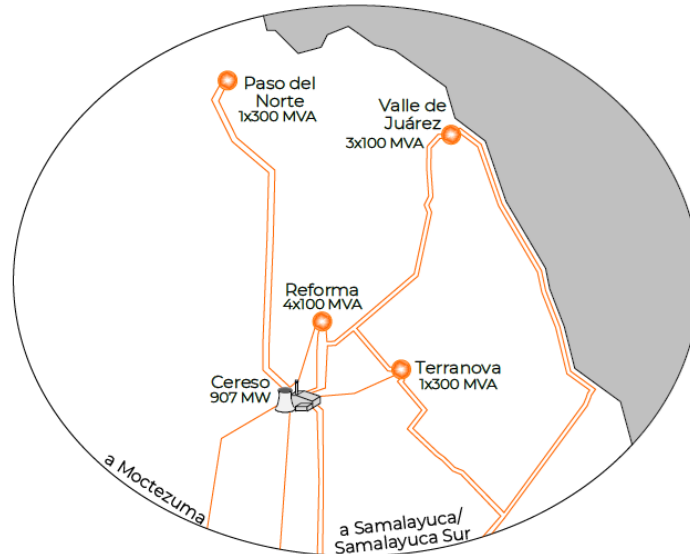


Figura 3. Red eléctrica de la zona San Luis de la Paz y su zona de influencia. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Durante 2018, el transformador 230/115 kV de Terranova alcanzó un flujo máximo de 254 MVA, mientras que en 2017 el flujo máximo reportado fue de 242 MVA, lo cual representa un incremento del 4%, ya que ambos flujos representan un 85% y 81% de cargabilidad respectivamente. En la figura siguiente se muestran las curvas de duración de flujo por este transformador, de septiembre 2017 a agosto 2018; así como una proyección a 2023.

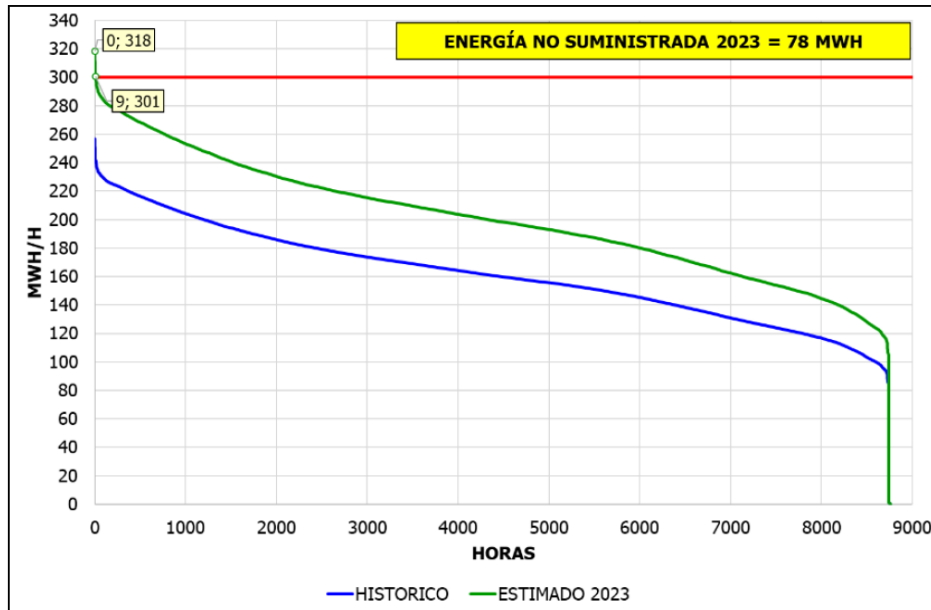


Figura 4. Curva de duración de carga de TerraNova Banco 1 en los periodos de septiembre 2017 - agosto 2018 y el estimado de septiembre 2022 – agosto 2023. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

En las siguientes secciones se resume la información contenida en (PAMRNTyRGD 2019-2033).

La alta dependencia de un solo elemento de transformación en el suroriente de Ciudad Juárez (AT-01 de TerraNova) ocasiona que, ante la pérdida de este equipo, la red asociada sufra un estrés importante, tal como sobrecarga de líneas y voltajes fuera de límites permisibles operativos; o ante mantenimientos se requiera seccionamiento de red eléctrica en 115 kV con reducción de la Confiabilidad de la zona. La falla de AT-01 de SE TerraNova ya se presentó el 30 de junio del 2016, cuando la falla del transformador de TerraNova ocasionó la sobrecarga de la línea de transmisión Reforma – 73450 – Torres, la cual llegó a tener un flujo mayor a su límite térmico y provocando con esto elongación y contacto con un elemento de la red de distribución y por ende su falla. Ante la pérdida de estos dos elementos se sobrecargaron otros transformadores de la red y más líneas operaron por encima de su límite térmico (efecto cascada), lo que finalmente derivó en una afectación de carga considerable. Cabe mencionar que esta condición de alta demanda en TerraNova prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año, por lo que la probabilidad de que suceda una situación similar es bastante alta.

De acuerdo con los pronósticos de demanda, para el escenario de demanda máxima de verano 2023 (1,103 MW), la carga en estado normal de operación (sin contingencia) de este transformador será del 106% de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de la contingencia del disparo del transformador de TerraNova, la sobrecarga de la línea de transmisión Reforma – 73450 – Torres será del 80%; además, los autotransformadores en las subestaciones eléctricas Valle de Juárez y Reforma alcanzarían sobrecargas de entre 7 y 45 %, respectivamente. Por la identificación de la sobrecarga en estado estable para el 2023 y para



estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a actuales y nuevos Centros de Carga industriales; así como minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos y voltajes fuera de límites permisibles operativos, es necesario adicionar capacidad de transformación para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

La figura 5 muestra la condición operativa en 2023 en la red de transmisión de la Zona Juárez sin el proyecto y para el escenario de demanda máxima de zona. Se puede observar que, en estado estable, el transformador de Terranova tiene una sobrecarga del 6 %. Por otro lado, en la figura 6 se muestra la contingencia del transformador de Terranova, donde se observa sobrecarga en los transformadores de Valle de Juárez y de Reforma, resultando con valores de cargabilidad de hasta 145% en el caso más crítico. Además, en la línea de transmisión Reforma – 73290 – Torres, la sobrecarga será del 80%, considerando que su capacidad de transmisión es de 119.5 MVA. Los voltajes en la red quedarán por debajo del límite establecido en el Código de Red (0.95 pu); es decir, ante esta contingencia se tendría un colapso de la zona con la pérdida de 1,103 MW de demanda.

P15-NT1 Chihuahua Norte Bco.5

La red eléctrica de la zona Chihuahua es alimentada desde 230 kV por seis transformadores dos de 100 MVA en Chihuahua Norte, dos de 100 MVA en Ávalos y dos de 300 MVA, uno de ellos en División de Norte y el otro en Chuvíscar. Para verano de 2018 se pretendía instalar un banco trifásico de 45 MVA 230/23.9 kV, con lo cual se evitará la transformación en cascada 230/115/23 kV, descargando la transformación 230/115 kV que se está viendo afectada por la falta de infraestructura. Adicionalmente, con la próxima entrada en operación de la central Norte III, se tendría un incremento considerable en la carga de los autotransformadores de Chihuahua Norte debido a que es el punto dónde se reciben los excedentes de generación de la zona Juárez.

Se presentarían valores de carga superiores al 100% de su capacidad nominal en los autotransformadores de 230/115 kV de 100 MVA de capacidad en la subestación Chihuahua Norte. Se estima que para el año 2020 se tendrán 5,241 MWh de energía no suministrada acumulada en la región. Esta situación se vuelve aún más crítica si no se llegara a cumplir la fecha de entrada del proyecto en el verano de 2021 ya que la energía no suministrada ascendería a 22,625 MWh.

P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Bco. 3

La red perteneciente a las zonas de distribución Casas Grandes y Moctezuma está conformada por dos subestaciones principales en 230 kV: Nuevo Casas Grandes y Moctezuma, que alimentan en su mayoría cargas comerciales y residenciales no cuenta con centrales de generación y su topología es radial, lo que complica la operación del sistema ante ciertas contingencias sencillas de pérdida de líneas de transmisión o de elementos de transformación. Este proyecto de adición de transformación es la segunda etapa de la expansión de la red de la



zona Casas Grandes, la primera fase se atiende con el proyecto Ascensión II Banco 2 (P17-NT1) con fecha de entrada en operación factible para marzo de 2019.

Se esperaba que para el año 2018 los autotransformadores de Nuevo Casas Grandes presentaran un flujo superior al 100% de su capacidad nominal, esta carga se presentaría aun considerando que el proyecto de transformación de Ascensión II pudiese estar para 2018. Las desviaciones del pronóstico que contemplen la entrada de solicitudes de carga extraordinarias quedarían sin posibilidad de suministro; de igual forma la regulación de voltaje de la zona por medio de cambiadores de derivación y los mantenimientos programados de la transformación de la subestación Nuevo Casas Grandes se verían comprometidos al no tener capacidad de reserva en la transformación. Adicionalmente, se estima que para el año 2020 se tendrían 14,082 MWh de energía no suministrada acumulada y si no se llegara a realizar el proyecto para el verano de 2021, este valor alcanzaría los 33,174 MWh.

P17-NT5 Francisco Villa Banco 3

La SE Francisco Villa cuenta con dos bancos de transformación 230/115 kV de 100 MVA cada uno que alimentan cargas de tipo industrial, comercial, mineras y residencial. En el corto plazo se prevé una carga cercana al 100% de su capacidad nominal en los dos bancos de 100 MVA de capacidad. Aunado a esto, con el aumento paulatino de la demanda de la región se dificultará el realizar mantenimientos en alguno de los dos bancos, que como consecuencia pudiera sobrecargar el otro autotransformador de la misma subestación. Se espera que para el año 2022 en demanda máxima de verano, los transformadores 230/115 kV de 100 MVA alcancen valores de carga cercanos al 100% de su capacidad nominal en condición normal de operación. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, su capacidad de regulación de voltaje. Se estima que para el año 2023 se tendrían 1,022 MWh de energía no suministrada acumulada.

Diagnóstico CENASE

A continuación, se presenta el diagnóstico de la GCR Norte.

Tabla 13. Resumen del diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 entraron en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas para una capacidad total de 1,138.5 MW. • La demanda máxima de la Gerencia fue de 4,792.8 MW y ocurrió el 25 de julio de 2018 a las 16:49 h. La condición de generación relevante: <ul style="list-style-type: none"> ◦ En licencia una unidad de la Central Eléctrica Samalayuca (138 MW). ◦ En licencia un paquete de la CCC Samalayuca Dos (172 MW). ◦ Con derrateo del 50 % una unidad de la Central Francisco Villa (140 MW). ◦ Con derrateo del 55 % la Central de Ciclo Combinado Gómez Palacio
-------------------	--



	<p>(202 MW).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para la demanda máxima del SIN, la demanda de la Gerencia fue de 4,578.4 MW y las condiciones de generación relevantes: <ul style="list-style-type: none"> ◦ En licencia una unidad de la Central Eléctrica Samalayuca (138 MW). ◦ En licencia una unidad de la Central Eléctrica Francisco Villa (140 MW). ◦ En licencia un paquete de la CCC Samalayuca Dos (172 MW). ◦ Con derrateo del 55 % la Central de Ciclo Combinado Gómez Palacio (202 MW).
<p>Transmisión</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El corredor de transmisión entre las SE Nacoziari y Nuevo Casas Grandes, formado por dos LT's aisladas en 400 kV y operando en 230 kV, el día de la demanda máxima de la Gerencia de Control Regional, operó con 328 MW. Con la entrada en operación del CC Norte III de 907 MW para septiembre de 2019 en Ciudad Juárez se regulará este flujo de potencia. • En el corredor de transmisión compuesto por la LT de 400 kV Río Escondido -A3000- Hércules Potencia y las dos LT's en 230 kV Gómez Palacio -93040 y 93080 – Camargo Dos, se incrementó el límite de transmisión de 750 a 900 MW con la adecuación del Esquema de Acción Remedial en julio de 2018, además de la desconexión de los reactores de línea, el bloqueo del Disparo-Recierre- Monopolar de las LT's en 400 kV Río Escondido -A3000- Hércules Potencia y El Encino -A3A10- Hércules Potencia y seccionamiento de red de 115 kV en zona La Laguna. El corredor operó 631 horas con el Esquema de Acción Remedial armado. El tiempo entre 750-900 MW fue de 149 horas y por arriba de 900 MW de 35 horas. En el verano de 2018, aún con las horas que se operó por arriba del límite, por congestión se realizaron cortes de carga con una Energía No Suministrada de 1,258.95 MWh. Se tiene previsto la puesta en operación del Ciclo Combinado Norte III de 907 MW para cuarto trimestre de 2019. • El corredor de transmisión Noreste-Norte, compuesto por las LT's en 400 kV Río Escondido -A3000- Hércules Potencia, Ramos Arizpe – A3700- Maniobras Villanueva y la LT en 230 kV Maniobras Eólica de Coahuila - 93050- Andalucía, operó 69 horas por arriba de su límite de transmisión de 950 MW. El corredor operó 1,221 horas con el Esquema de Acción Remedial armado, arriba de 800 MW. El Ciclo Combinado del punto anterior contribuirá a una reducción de estas magnitudes de transmisión.
<p>Transformación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la zona Cuauhtémoc, los ATs de 230/100 kV de 100 MVA en las SE Quevedo AT99 y Cuauhtémoc Dos AT99 y AT98 presentaron cargas del 110, 102 y 103 % respectivamente; el tiempo que operaron por arriba de su capacidad nominal fue de 117 y 12 horas en cada SE. Se ampliaron ambas SE, cada una con un AT de 100 MVA y una LT en 230 kV entre ambas, lo cual soluciona la problemática. • En la zona Casas Grandes, los AT de 230/100 kV de 100 MVA en las SE Ascensión Dos AT99 y Nuevo Casas Grandes AT99 y AT98, presentaron cargas de 112, 108 y 112 % respectivamente; el tiempo que operaron por arriba de su capacidad nominal fue de 583 y 350 horas en cada SE. El CENACE le propuso a la SENER el traslado de un AT de 230/115 kV, 100 MVA de la SE Moctezuma a la SE Ascensión Dos y en 2017 la SENER instruyó a CFE-Transmisión con fecha programada para abril de 2019, proyecto iniciado por CFE Transmisión con obras civiles y electromecánicas. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de ampliación de la SE Nuevo Casas Grandes con un AT de 230/115 kV de 100 MVA para abril de 2021.



	<p>Con el traslado del AT a la SE Ascensión Dos se solventaría la problemática de sobrecarga de las dos SE durante 2019 y 2020, ya que se tienen muchas solicitudes de Centros de Carga agrícolas en las RGD de la zona, que corren el riesgo de no conectarse sin el traslado, además de interrupciones de carga en la zona ante sobrecargas de los elementos de transformación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La zona Chihuahua ha tenido sostenido crecimiento y se tienen solicitudes de nuevos Centros de Carga en las RGD por 125 MW. En el último año los AT de 230/115 kV de 100 MVA de la SE Chihuahua Norte AT98 y AT99 operaron 1 hora por arriba del 90 % y los AT de 230/115 kV de 100 MVA de la SE Ávalos AT98 y AT99 operaron 172 horas por arriba del 90 %. En 2018, para cubrir crecimientos de 2019 y 2020 se trasladó un transformador móvil de 230/23 kV de 45 MVA de la CDMX a la SE Chihuahua Norte. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un AT de 300 MVA para la SE Chihuahua Norte para abril de 2021, que sustituye los dos AT de 100 MVA, los cuales se trasladarán a las SE Ávalos y Francisco Villa. • En la zona Laguna, la contingencia N-1 de la transformación de la SE Torreón Sur, con diferentes despachos de generación de la Central de Ciclo Combinado Iberdrola Laguna y demanda, origina sobrecargas en la red de 115 kV de la zona. El CENACE le propuso a la SENER el proyecto de un banco de 400/230 kV de 375 MVA que incluye dos LT's en 115 kV, el cual fue instruido por la SENER a CFE- Transmisión con entrada en operación en septiembre de 2021.
Compensación	<ul style="list-style-type: none"> • Para mantener un perfil de tensión con la Calidad adecuada a los usuarios de la zona Juárez, se degrada el perfil de voltaje en las barras de 230 kV. Las SE Paso del Norte y Reforma operaron el 50 % del año por debajo de la tensión nominal, dentro de los límites permisibles operativos. Con el cumplimiento del Código de Red por parte de los Centros de Carga y CFE-Distribución de un factor de potencia de 0.95 (-), así como la puesta en operación del CC Norte III, el CENACE espera una mejora en el perfil de voltaje en las RGD y RNT de la zona Juárez. En caso de incumplimiento del Código de Red, el CENACE realizarán propuestas para mejorar el voltaje de tensión, con base a las resoluciones de la CRE.

Líneas de transmisión saturadas

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos en la GCR Norte fueron:

- 2 líneas de Trasmisión (LT's) de 230 kV entre Nacozari (RT: 2) y Nuevo casas Grandes (RT:8).
- 3 LT´s de 320 kV entre Chihuahua (RT: 9) y Moctezuma (RT: 8).
- 2 LT´s de 400 kV y 1 LT de 230 kV del Enlace Noreste (RT: 12) – Norte (RT: 9).
- 2 LT´s de 230 kV de Camargo (RT: 9) a la Laguna (RT: 11) mas 1 LT de 400 kV de El Encino (RT:9) a Rio Escondido (RT: 12)



Energía no suministrada

Para esta región se identificó en el PAMRNTyRGD 2019-2033 información acerca de energía no suministrada en alguna de la Líneas de Trasmisión de la Región.

Tabla 14. Energía no suministrada la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	29/05/18	33	38.4	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua
SIN	31/05/18	95	391.54	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua
SIN	01/06/18	75	408.57	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua y a La Laguna
SIN	20/06/18	180	172.96	Control de flujos entrando al estado de Chihuahua y de Altamira hacia Monterrey

En total se dejo de suministrar al estado de Chihuahua aproximadamente 1,011.47 MWh. Esta energía no suministrada puede estar asociada a los problemas de saturación de los enlaces Noreste – Norte y Norte – Noroeste.

Pronósticos de generación, consumo bruto y demanda máxima

Los pronósticos regionales del consumo bruto 2019 – 2033 y de demanda máxima integrada anual, en el Escenario de Planeación en la GCR occidental, así como las proyecciones de la generación y demanda en verano e invierno se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 15. Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Occidental. Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Unidades	GWh	GWh	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Año	Pronóstico regional del consumo bruto 2019 – 2033, Escenario de Planeación	Pronóstico regional de la demanda máxima integrada anual por GCR, Escenario de Planeación	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026
Año	Norte	Norte	Norte	Norte	Norte	Norte	Norte	Norte	Norte	Norte
2019	28,358	4,850								
2020	29,409	5,031								
2021	30,446	5,179	5,210	6,008	4,986	3,945	3,092	3,633	3,454	2,259
2022	31,410	5,384	5,375	6,051	5,146	4,070	3,169	3,623	3,572	2,265
2023	32,392	5,594	5,556	6,031	5,289	4,061	3,280	3,623	3,676	2,256
2024	33,358	5,711	5,779	6,889	5,465	4,907	3,413	4,734	3,807	3,838
2025	34,346	5,883	5,929	6,800	5,600	4,739	3,520	4,661	3,895	3,373
2026	35,393	6,062	6,109	6,831	5,758	4,712	3,616	4,758	4,038	3,666
2027	36,434	6,194								
2028	37,450	6,406								
2029	38,507	6,645								
2030	39,607	6,794								
2031	40,704	6,982								
2032	41,864	7,183								



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency



Comportamiento operativo

Demanda máxima en verano

En el norte del país la demanda de energía fue mayor que la generación local, por lo que se tuvieron importaciones del resto del SIN. Hacia Chihuahua (RT: 9, concertada con la RT: 12, Rio Escondido) se tuvo una transferencia de 713 MW, con un límite de 750 MW. De Nacozari (RT: 2) a Nuevo Casas Grandes (RT: 8) se tuvo una transferencia de 359 MW con un límite de 400 MW, esto es Flujos de carga cercanos al límite de trasmisión. Para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas se tendría operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo. Como ya se menciono se alcanzaron los límites de trasmisión en los enlaces señalados en los párrafos precedentes.

La saturación de los enlaces mostrada en la figura siguiente, se presentan principalmente en el verano e invierno. La saturación en el sentido del flujo de potencia del Norte al Sur corresponde a la época de invierno, en sentido inverso a verano.

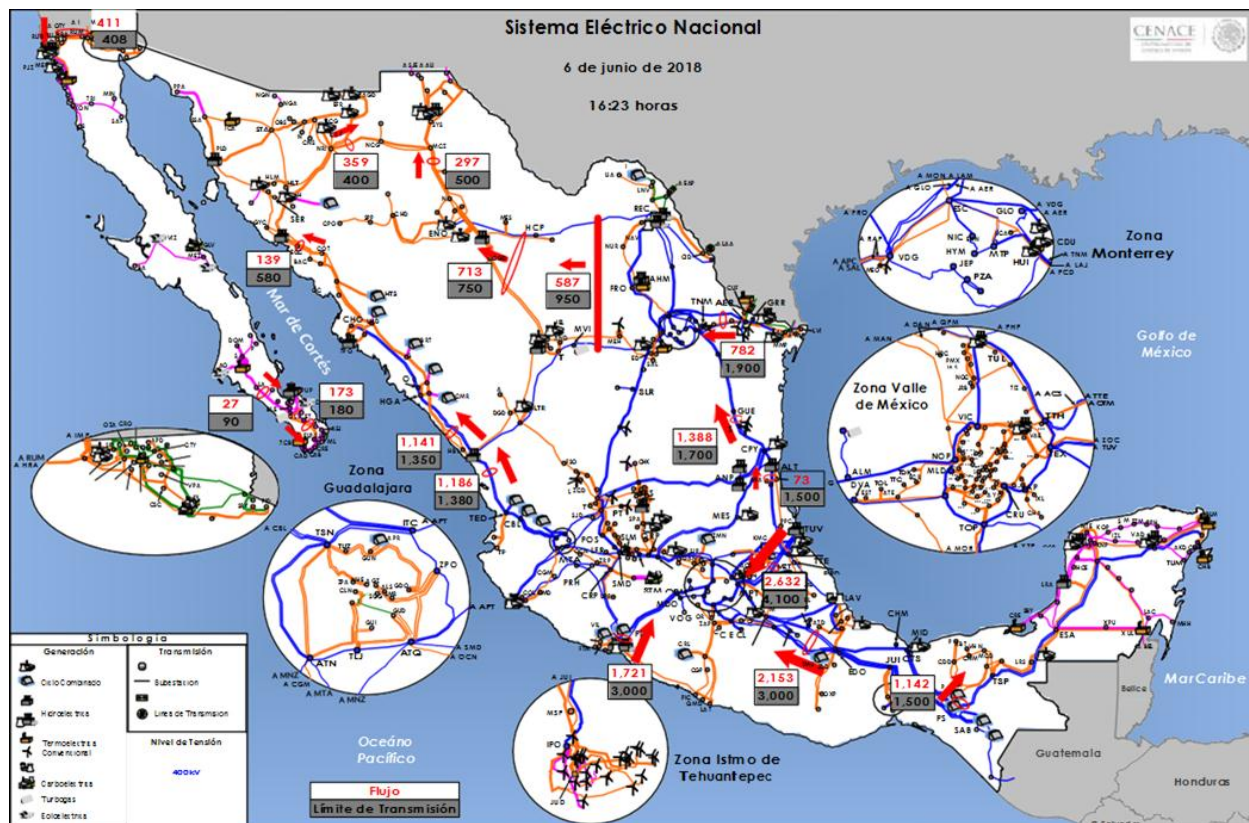


Figura 5. Transferencias de potencia el 6 de junio de 2018 a las 16:23 h. Fuente: (PAMRNTyRGD, 2019-2033)



Durante el periodo junio – agosto, se presenta la demanda máxima anual en la Gerencias GCR Norte. Durante los niveles de demanda máxima, el sistema eléctrico está sometido normalmente a las mayores transferencias de potencia en líneas de transmisión y transformación, mayores requerimientos de compensación de potencia reactiva capacitiva, menores márgenes de reserva operativa y riesgos en la Confiabilidad y seguridad operativa.

Durante el verano, la demanda coincidente de la GCR Norte presenta un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura siguiente. Considerando la integración gradual de generación solar, durante la tarde la generación alcanzará su magnitud máxima para iniciar el declive hasta cero MW al ocultarse el sol. Al tener cero generación solar en la demanda máxima nocturna, se desprende la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la red eléctrica, para visualizar y solucionar los riesgos en la Confiabilidad y seguridad operativa, identificar cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las Centrales Eléctricas locales y factibilidades de saturación en la red de transmisión.

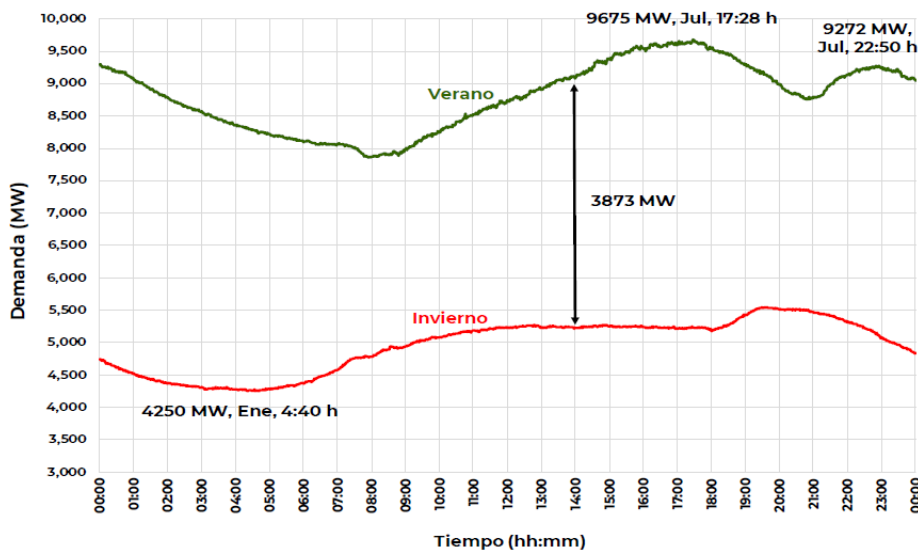


Figura 6. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD, 2019-2033)

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el Sistema Interconectado Nacional. En el 2018 se presentó alrededor de las 3:33 h. Por la desconexión de la generación hidroeléctrica durante las demandas mínimas y reducción en el despacho de generación termoeléctrica (consumiendo, combustóleo, carbón y gas natural), la red eléctrica de algunas regiones del país podría operar con transferencias de potencia muy bajas que podrían originar en el sistema problemas de control de alto voltaje; en otras zonas se pudieran presentar altas transferencias de potencia con riesgos de saturación de algunos enlaces. En este escenario se identificarán principalmente requerimientos de compensación de potencia reactiva inductiva y riesgos de saturación de algunos corredores de transmisión.



En esta época del año las demandas de las Gerencias de Control Regional del Norte del país presentan reducciones significativas respecto al verano; la combinación de bajas demandas con el incremento de generación solar durante la tarde y excedentes de generación convencional, podrían derivar en saturación de enlaces del norte al sur del país. La Gerencia de Control Regional Norte, en la región de Casas Grandes en el estado de Chihuahua, actualmente presenta sobrecargas en la transformación en las subestaciones eléctricas de 230/115 kV Ascensión Dos y Nuevo Casas Grandes, la situación representa un freno en el desarrollo agrícola de la zona, al no poder atender solicitudes de nuevos Centros de Carga; en esta región se tiene solicitudes por 102 MW. Si el crecimiento de la demanda continúa, se prevé energía no suministrada de 7,000 MWh aproximadamente. Por lo tanto, para evitar las problemáticas anteriores, se requiere que la transformación programada en la región no presente atrasos en su fecha de entrada en operación. El CENACE le propuso a la SENER el traslado de un banco de 230/115 kV, 100 MVA de la SE Moctezuma a la SE Ascensión Dos y en 2017 la SENER instruyó a CFE-Transmisión con fecha programada para abril de 2019. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE- Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de la SE Nuevo Casas Grandes con un banco de 230/115 kV de 100 MVA para abril de 2021. En la figura 8.22 se presentan las curvas de duración de carga de los bancos de transformación de la SE Nuevo Casas Grandes, AT98 y AT99 de 230/115 kV y 100 MVA, donde se observa una energía no suministrada estimada a 2021 del orden de 7,016 MWh.

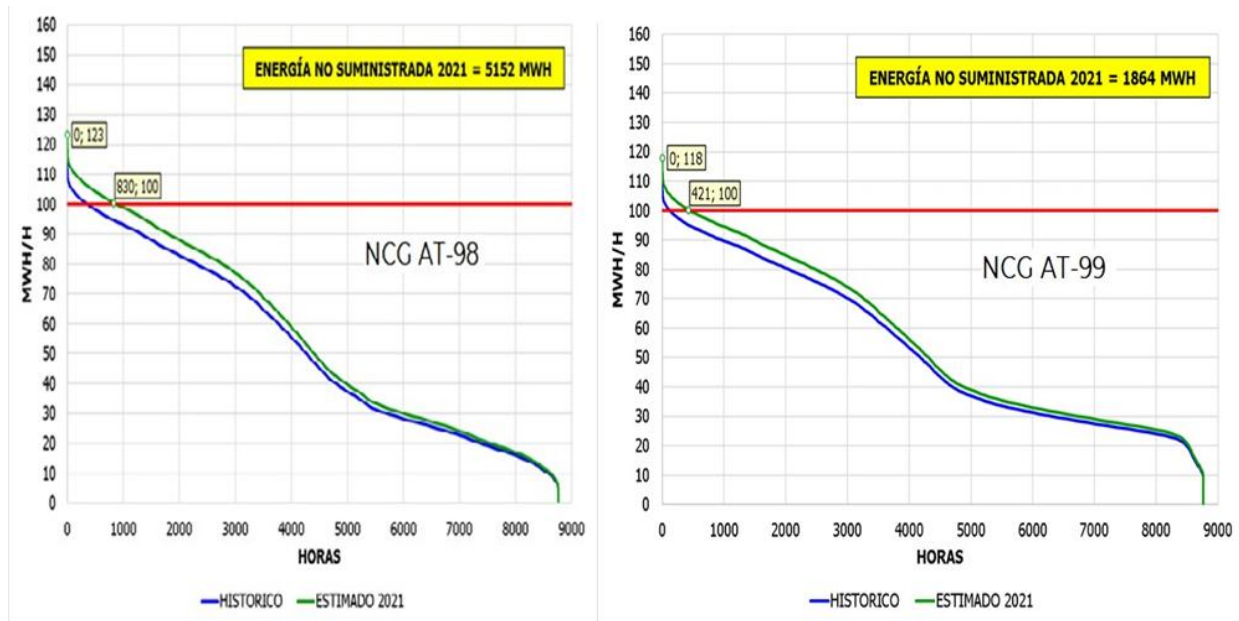


Figura 7. Curva de duración de carga en SE Nuevo Casas Grandes AT-98 y AT-99 230/115 kV, 100MVA.
Fuente: (PAMRNTyRGD, 2019-2033)

En la ciudad de Chihuahua se ha presentado un crecimiento sostenido a tal grado que la transformación de las subestaciones eléctricas de Chihuahua Norte y Ávalos ha alcanzado valores de flujo por arriba del 90%, con base a las solicitudes de nuevos Centros de Carga recibidos en el CENACE y la División de Distribución se espera un incremento de la demanda por 125 MW. Considerando el desarrollo de la región, se estima que para el 2021 se presente



sobrecarga en la transformación de ambas subestaciones eléctricas, con un monto de energía no suministrada de 3,500 MWh. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un banco de 300 MVA para la SE Chihuahua Norte para abril de 2021.

En el escenario de demanda media de invierno debido a los costos de combustible de gas natural y carbón, y la administración de la energía hidráulica en el Sureste y Occidente del país, la transmisión de energía por las compuertas de flujo de las tres Gerencias de Control Regional del Norte del país sería en dirección Norte - Sur, por las compuertas de flujo Mazatlán Dos - Tepic Dos, Altamira - Tamos y Primero de Mayo-Cañada. Por las bajas demandas del norte y con la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado, los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte y proyectos eólicos en el Noreste, se incrementará la transmisión NORTE - SUR. Este será el sentido del flujo de transmisión dominante.

Para el periodo 2022 - 2026, en las trayectorias de flujo como son por ejemplo en el corredor Moctezuma - Chihuahua, se podrán presentar flujos entre el 90-100% del límite operativo; cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el norte del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los corredores de transmisión. La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, en especial los corredores NORTE - SUR, se estarán saturando de manera cíclica cada periodo invernal al no haber nuevos proyectos de transmisión en el periodo 2019-2024. Por esta razón no se tendrán márgenes de reserva en la transmisión para integración de generación renovable y pobre flexibilidad operativa ante necesidades de mantenimientos de la red de transmisión y eventualidades de fallas. Con la incorporación de grandes bloques de Centrales Eléctricas de energía renovables en el norte de país y la caída de la demanda con respecto al verano en el periodo invernal, se puede presentar la problemática con la rampa de salida de la generación fotovoltaica y el cambio de sentido en los flujos en la red de transmisión. Lo anterior, requiere de elementos de control dinámicos en la red en los corredores de transmisión.

Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Perdidas

Nodos seleccionados

En la selección de los nodos a comparar se tomó en cuenta lo siguiente: Se encuentran en zonas de carga distintas y geográficamente cercanas; La zona de operación de transmisión puede ser la misma o contiguas; El nivel de tensión de los nodos es el mismo; El nodo de comparación sigue la dirección de la carga mayor; Hay posiblemente congestión en las líneas de transmisión; Se encuentran cercanos a centrales o proyectos de energías renovables.

Tabla 16. Nodos seleccionados. Fuente: Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a).

No. RT	Nombre RT	Clave	Nombre nodo	Nivel de tensión (kv)	Entidad Federativa	Municipio	Zona de carga
7	Juárez	05CEJ-115	Cereso Juárez	115	Chihuahua	Juárez	Juárez
8	Moctezuma	05MCZ-115	Moctezuma	115	Chihuahua	Ahumada	Casas Grandes

Abreviaturas: RT: Región de Trasmisión

Nota: Para los nodos seleccionados en Zimapán y Querétaro la Gerencia Regional de Trasmisión (GRT) es Central y el Centro de Control Regional (CCR) es el Occidental, para el nodo de Tula es Central y centros respectivamente.

En la siguiente Figura se muestra a continuación la ubicación de los nodos en la GCR Norte. El Nodo **Moctezuma** se ubica entre Ciudad Juárez y la ciudad de Chihuahua y el Nodo **Cereso Juárez** se ubica al Sur de Ciudad Juárez. La ubicación de los nodos seleccionados para identificar los picos (máximos) y valles (mínimos) en el sitio de estudio se muestra en la siguiente Figura.

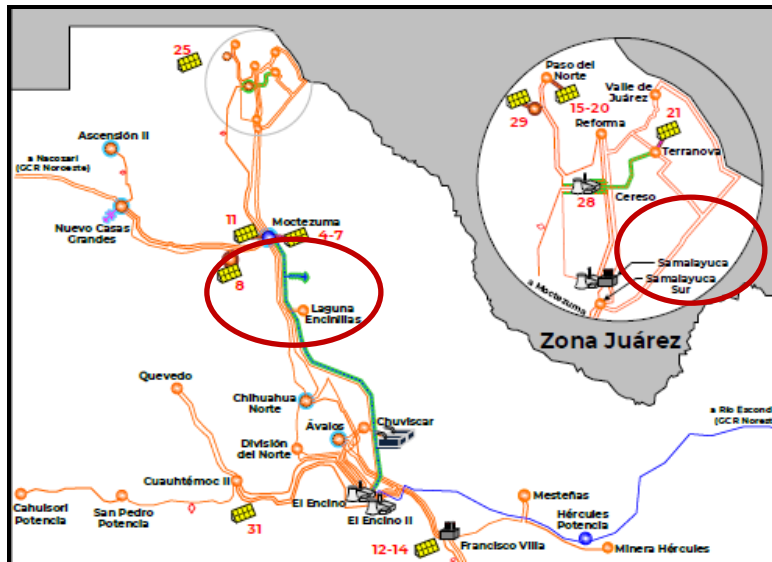


Figura 8. Ubicación del 05MCZ-115 (Moctezuma), 05CEJ-115 (Cereso Juárez). Fuente: (Cenase 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Precios Marginales Locales (PML)

En las siguiente Figuras 9 y 10 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para los PML en 2018 (CENASE, 2019b).

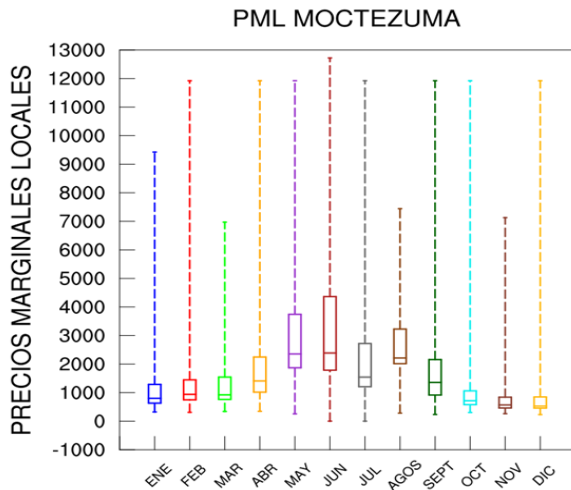


Figura 9. PML en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

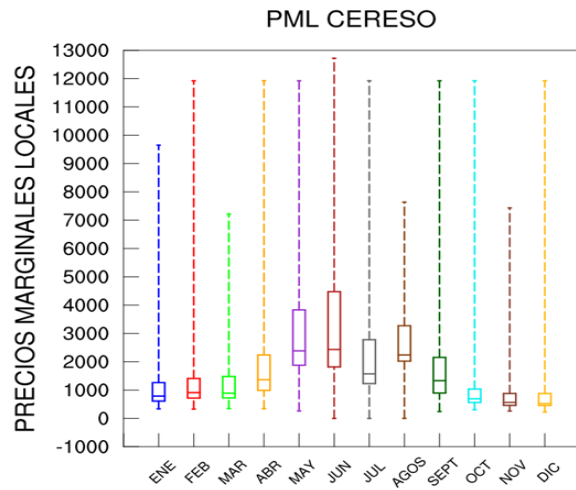


Figura 10. PML en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Precios del componente de Energía

En las siguiente Figuras 11 y 12 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de energía en 2018 (CENASE, 2019b).

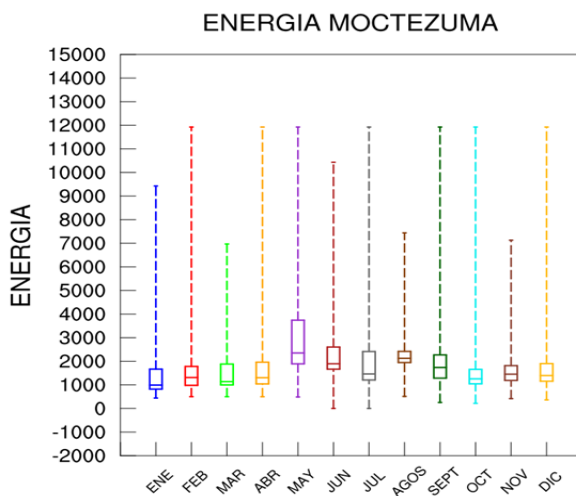


Figura 11. Costo del componente Energía en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

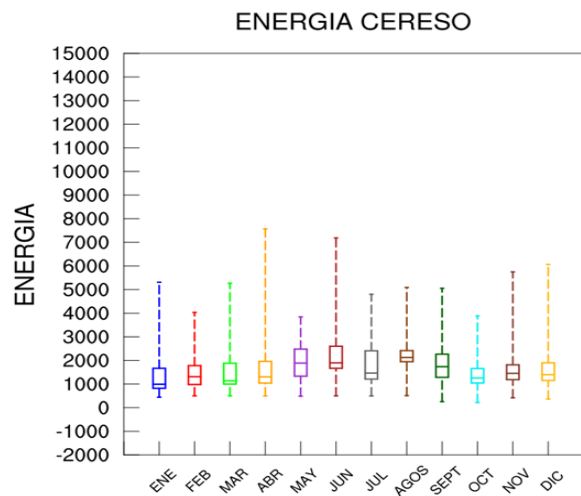


Figura 12. Costo del componente Energía en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Precios del componente de Perdidas

En las siguientes Figuras 13 y 14 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de pérdidas en 2018 (CENASE, 2019b).

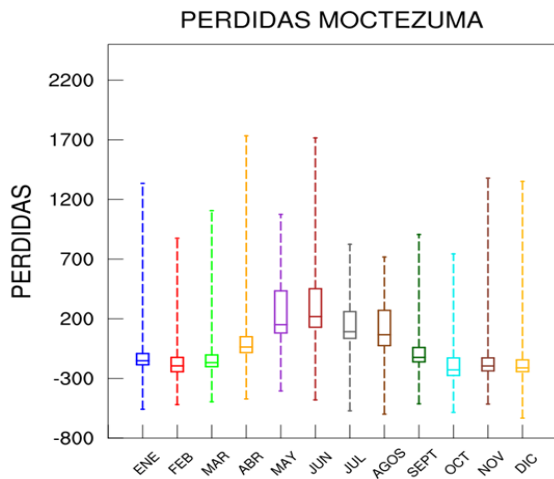


Figura 13. Costo del componente Perdidas en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

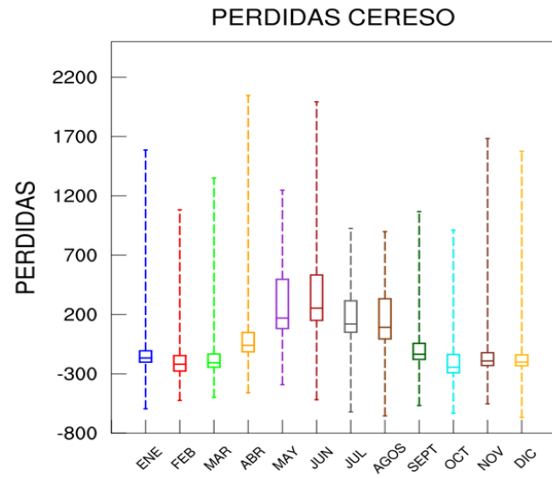


Figura 14. Costo del componente Perdidas en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)

Precios del componente de Congestión

En las siguientes Figuras 15 y 16 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de congestión en 2018 (CENASE, 2019b).

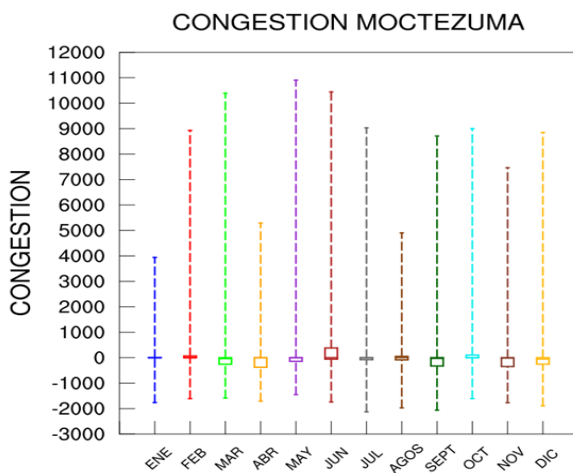


Figura 15. Costo del componente Congestión en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma)

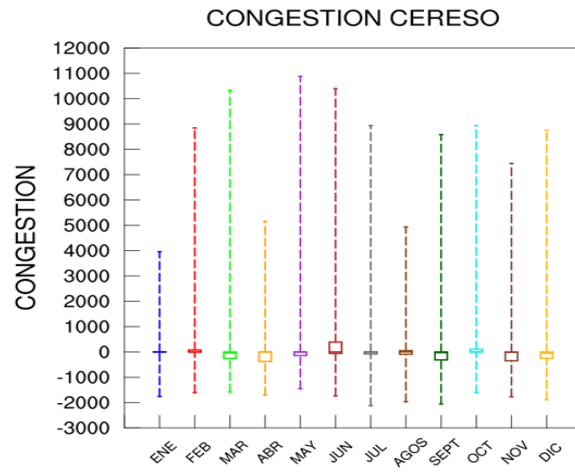


Figura 16. Costo del componente Congestión en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez)



Diferencias entre nodos

En las siguientes tablas se muestran para los nodos 05MCZ-115 (Moctezuma) y 05CEJ-115 (Cereso Juárez) los máximos, los mínimos y las diferencias entre nodos para los PML. Las siguientes tablas se elaboraron con datos de (CENASE, 2019b).

Tabla 17. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 05MCZ-115 (Moctezuma) en 2018.

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	425.52	1665.04	442.72	3010.27	-599.3	-17.21	-997.22	95.22
Febrero	387.01	1865.02	515.89	2135.75	-388.82	-78.06	-575.18	0
Marzo	397.74	3356.64	483.58	2709.94	-360.25	-25.76	-1889.75	1657.82
Abril	381.63	4913.14	498.01	4977.13	-356.2	226.53	-444.62	2518.49
Mayo	517.24	11925	632.53	7566.82	-113.72	1733.49	-323.1	9031.58
Junio	565.86	12720	906.83	7185.45	-54.56	1716.28	-984.02	10906.01
Julio	438.61	9908.79	563.52	4800.41	-163.93	824.84	-880.53	6450.43
Agosto	519.63	6701.23	597.71	5088.82	-275.71	714.29	-579.61	4903.13
Septiembre	340.64	4581.44	257.95	5052.82	-512.7	176.04	-1019.89	627.85
Octubre	316.41	1664.81	220.19	2267.84	-584.4	-35.33	-1157.46	543.28
Noviembre	234.32	1868.69	418.65	3378.43	-477.8	-79	-2128.82	182.38
Diciembre	229.67	2074.44	366.61	3057.49	-632.56	-64.4	-2062.53	119.87

Tabla 18. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	426.45	1626.5	442.72	3010.27	-654.48	-16.27	-997.22	95.22
Febrero	364.36	1850.27	515.89	2135.75	-447.8	-84.68	-575.18	0
Marzo	369.68	3289.15	483.58	2709.94	-446.72	-60.36	-1889.75	1657.82
Abril	351.58	4876.33	498.01	4977.13	-435.74	222.46	-444.62	2524.59
Mayo	505.17	11925	632.53	7566.82	-106.42	2046.5	-326.71	8936.39
Junio	559.84	12720	906.83	7185.45	-57.1	1992.56	-974.64	10878.44
Julio	435.41	10032.98	563.52	4800.41	-163.83	925.65	-872.13	6466.26
Agosto	513.65	6824.62	597.71	5088.82	-296.67	842.01	-574.12	4931.73
Septiembre	323.45	4480.83	257.95	5052.82	-566.9	181.83	-1013.52	627.99
Octubre	304.46	1647.18	220.19	2267.84	-632.47	-36.97	-1157.12	543.35
Noviembre	242.82	1980.84	418.65	3378.43	-416.32	-44.07	-2124.35	183.25
Diciembre	224.77	2133.82	366.61	3057.49	-668.93	-47.31	-2060.89	112.72



Tabla 19. Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el 05MCZ-115 (Moctezuma) y el Nodo 05CEJ-115 (Cereso Juárez) en 2018

Mes	Dif Min PML	Dif Max PML	Dif Min Ener	Dif Max Ener	Dif Min Pérdidas	Dif Max Pérdidas	Dif Min Cong	Dif Max Cong
Enero	-0.93	38.54	0	0	55.18	-0.94	0	0
Febrero	22.65	14.75	0	0	58.98	6.62	0	0
Marzo	28.06	67.49	0	0	86.47	34.6	0	0
Abril	30.05	36.81	0	0	79.54	4.07	0	-6.1
Mayo	12.07	0	0	0	-7.3	-313.01	3.61	95.19
Junio	6.02	0	0	0	2.54	-276.28	-9.38	27.57
Julio	3.2	-124.19	0	0	-0.1	-100.81	-8.4	-15.83
Agosto	5.98	-123.39	0	0	20.96	-127.72	-5.49	-28.6
Septiembre	17.19	100.61	0	0	54.2	-5.79	-6.37	-0.14
Octubre	11.95	17.63	0	0	48.07	1.64	-0.34	-0.07
Noviembre	-8.5	-112.15	0	0	-61.48	-34.93	-4.47	-0.87
Diciembre	4.9	-59.38	0	0	36.37	-17.09	-1.64	7.15

Problemática en los reportes de CENASE

Se revisó el informe “Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2017” (CRE, 2018b) y los reportes de las “Condiciones Operativas del SIN” para el año 2019 de CENASE (CENASE, 2019b). En estos informes se indican los disturbios ocurridos en la GCR Norte, a continuación, se presenta un resumen de dichos reportes.

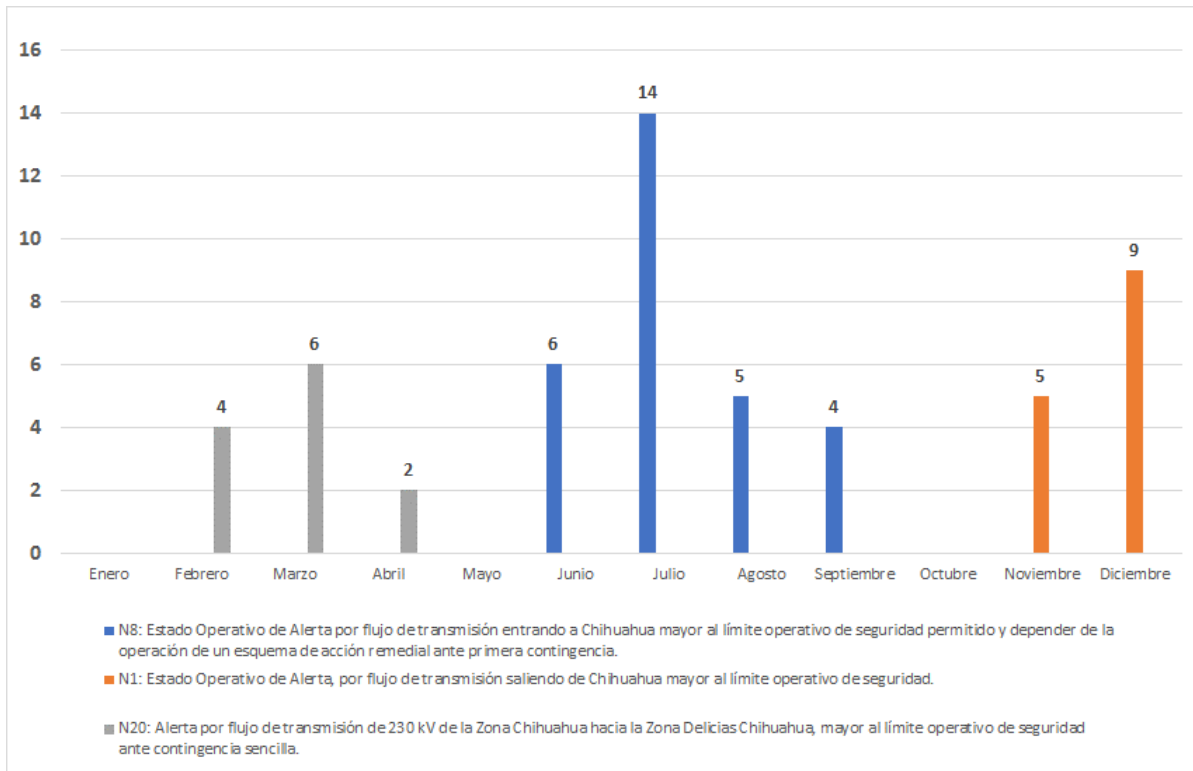


Figura 17. Principales estados de alerta reportados por CENASE (Chihuahua) en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)

En la zona de Moctezuma – Casas Grandes se reportaron 2 Alertas y 2 emergencias y en la Zona de Juárez se reportaron 4 Alertas y 1 emergencias

Tabla 20. Estados de emergencia reportados por CENASE para la GCR Occidental en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)

Mes/Año	Problema/Condición operativa
12	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Chihuahua al quedar fallada Laguna Encinillas T-01 (230/34.5 kV, 60 MVA) y tener carga afectada.
13	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Durango por indisponibilidad de línea Canatlán L-73460 Nuevo Ideal y tener carga afectada
15	Estado Operativo de Emergencia en Zona Juárez por tener carga afectada debido a indisponibilidad de línea Casas Grandes L-73720 Benito Juárez
17	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Casas Grandes por salida de servicio de la línea de transmisión de 115 kV Casas Grandes 73720 Benito Juárez y tener carga afectada.
18	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Casas Grandes por salida de emergencia de SBV T-01 (115/34.5 kV, 30 MVA) y tener carga afectada.



Mes/Año	Problema/Condición operativa
21	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Camargo por salida de MES L-73730 NHO y tener afectada carga rural de la zona.
22	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Cuauhtémoc, Chihuahua por falla en Línea de Transmisión de 115 kV Divisadero L-73930 Parque y afectación de carga minera.

Resumen de las problemáticas identificadas

1. **Integración previsible de ERV.** En la GCR Occidental se tiene previsto un significativo aumento de capacidad de ERV para los próximos años de entre 24 a 29%. Asimismo, se tiene considerado que se requerirá aumentará significativamente la capacidad de Ciclo Combinado.
2. **Alto consumo de gas y combustóleo.** Al 2017 los Ciclos Combinados (CC) y las Termoeléctricas Convencionales a Vapor (TV) representaban aproximadamente el 79% de la generación regional. Los combustibles más consumidos en la región son el Gas Natural, el Combustóleo, el Gas Residual y el Bagazo de caña.
3. **Crecimiento importante del consumo en la región del Bajío.** La región Bajío del país está compuesta por estados con un importante crecimiento a nivel industrial, comercial y por tanto residencial, como son las entidades de Guanajuato y Querétaro. Se presentan una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de carga a cinco años de 5.56% para la zona Querétaro, 3.86% en la zona Irapuato y 5.11% para la zona León. También habrá importantes crecimientos de la demanda en Salamanca, Celaya, San Luis de la Paz y San Juan de Río. León, Irapuato y Querétaro son zonas de carga altamente importadoras de energía, debido al déficit de generación que tienen en algunos puntos operativos. La energía se importa desde las Gerencias de Control Noroeste, Norte y Noreste
4. **Perfiles de voltaje fuera de límites operativos.** La alta demanda, principalmente de las zonas León, Irapuato y Querétaro, en combinación con el traslado de energía eléctrica desde Centrales Eléctricas remotas, propician un bajo perfil de voltaje en la red de 400 kV y 230 kV. Ante la pérdida de elementos de control de voltaje, como autotransformadores 400/230 kV, se tendrían voltajes fuera de límites permisibles operativos. Posiblemente se vean afectados por voltajes fuera de límite por ejemplo en las zonas de Querétaro, León, Silao. Ante estas contingencias se tendría que aumentar la aportación de reactivos de las unidades de la zona para mejorar el perfil de voltaje.
5. **Limitación de la transmisión por bajos perfiles de voltaje.** La condición de bajo perfil de voltaje en la zona Bajío dificulta la operación del sistema eléctrico, al limitar la



transmisión de energía por el corredor de transmisión León – Salamanca. Esto se debe a que ante altos flujos de energía eléctrica en ciertos corredores de transmisión que alimentan a la zona, decreta la magnitud de voltaje de esta. Esta problemática reduciría la capacidad de transporte de energía eléctrica por medio de la red de 400 y 230 kV desde las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí hacia la región Bajío y al Centro del País (Valle de México).

6. **El decremento de voltaje en las líneas de transmisión lleva a reducción de la capacidad de transmisión.** Por ejemplo, el continuo decremento del voltaje en 400 kV de la SE Querétaro Potencia producirá una disminución en el límite de transmisión Querétaro - Santa María, que está conformado por tres líneas de transmisión de 400 kV.
7. **Gran demanda de importación de energía eléctrica de la GCR Noreste a través del corredor de transmisión Las Mesas (Tamazunchale) – Querétaro Potencia Maniobras en combinación con bajos perfiles de voltaje reducen capacidad de transmisión.** De acuerdo con los escenarios de planeación, se espera que la GCROC esté importando flujos de potencia de alrededor 1,800 MW a partir de 2024. Con la red prevista para 2025 y debido a las problemáticas de voltaje mencionadas anteriormente, no se podría permitir un flujo mayor al orden de 1,711 MW por las dos líneas de transmisión en 400 kV entre la SE Las Mesas y la SE Querétaro Potencia Maniobras, ya que ante contingencia sencilla de uno de dichos circuitos estaría en condiciones de voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad del Sistema.
8. **En caso de una falta de Gas Natural o una salida no programada de alguna central eléctrica se tendría que utilizar el total de reserva de potencia reactiva de aquellas unidades que estén en funcionamiento, reduciendo la Confiabilidad del suministro.** Estas modificaciones en los despachos de generación propiciarían bajos voltajes en la red de la región Bajío. La Gerencia de Control Regional Occidental (GCROC) se declaró en Estado Operativo de Alerta (EOA) en la zona Guanajuato y Querétaro por no contar con recursos suficientes de potencia reactiva capacitiva para la regulación de tensión.
9. **La demanda eléctrica de las zonas urbanas es cubierta principalmente por combustibles fósiles con altos costos.** Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) y áreas conurbadas es cubierta a través de importación del SIN que emplean combustibles fósiles, aproximadamente 3,230 MW a través de las CE Tula (CC) y Valle de México (CC), 714 MW Turbogas y 2778 MW con Carbón (Petacalco), solo 1,520 MW provienen de centrales hidroeléctricas. Los altos costos, así como el crecimiento demográfico esperado en las zonas urbanas harán que se tenga que importar aún más energía eléctrica de otras regiones del SIN por ejemplo la GCR Oriental.
10. **Saturación de la red de transmisión bajo condición de alto despacho de Zimapán y salida de las centrales PV.** En la condición de alto despacho de la Central Hidroeléctrica Zimapán, y



la entrada de operación de un proyecto de una Central Eléctrica Fotovoltaica y ante la eventual pérdida o salida de una línea de transmisión, el excedente de generación ocasiona un incremento de flujo de potencia eléctrica, lo que provoca la saturación de la red de transmisión de 115 kV del corredor de transmisión Nochistongo – Jilotepec – Atlacomulco.

- 11. **Sobrecarga de líneas de transmisión entre San Luis de la Paz y Querétaro.** Se pronostica un crecimiento de la demanda en la zona de San Luis de la Paz, aunado a lo anterior, en los escenarios nocturnos, la salida de las centrales fotoeléctricas se podrá causar cargas mayores al 100% en la transformación 230/115 kV. En el caso de que se presentará una contingencia en la línea de transmisión Santa Fe – Las Delicias se tendría sobrecarga de los tres bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II. Esto se debe a que prácticamente el total de la carga de la zona San Luis de la Paz queda alimentado desde la SE Querétaro I en 115 kV y desde los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II.
- 12. **Requerimientos de ampliación de la red de transmisión en Las Delicias – Querétaro.** El crecimiento pronosticado de la demanda, aunado al crecimiento de las ERV en la región alrededor de la línea transmisión Las Delicias – Querétaro que conecta a los estados de San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro; y que, además, alimenta al corredor industrial formado desde la ciudad de San Luis Potosí hasta la ciudad de Querétaro.
- 13. **Congestión en la red en caso de diferirse los proyectos de ampliación de la red de transmisión.** La falta de la ampliación pudiera elevar los costos de operación y reduciría el margen de estabilidad de voltaje del Sistema.

Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE

Las tablas y figuras siguientes muestran los requerimientos de SAE estimados para servicios conexos en el estudio “A study of frequency and voltage enhancement by energy storage systems and ancillary services sizing in Mexico” (Ramírez, 2020).

Tabla 23. Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Norte).

Región	Desviación de la frecuencia < 0.04 (MW)	Desviación de la frecuencia < 0.05 (MW)
Norte	6.99	6.80

Tabla 24. Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Norte)

Área de Control	Escenario 1 (%)	Escenario 2 (%)	Escenario 3 (%)
Norte	0.03	0.08	0.16

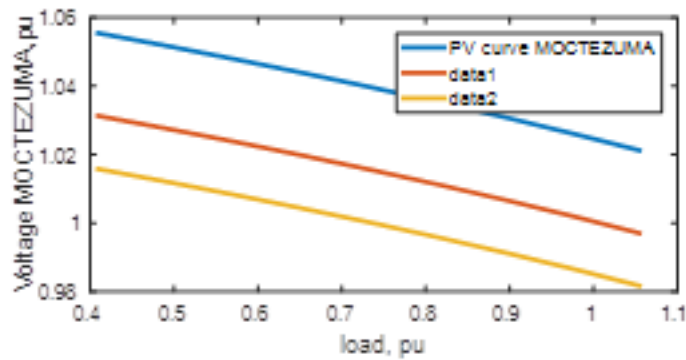


Figura 18. Curva PV curves para un nodo en la región de control norte.

Tabla 25. Grado de compensación reactiva (MVar) en región de control norte.

North, Juárez-Chihuahua	MVar
MOCTEZUMA 230	298
EL ENCINO 400	289
AVALOS 230	270
REFORMA 115	245
CHUVISCAR 230	240
PASO DEL NORTE 230	240
DIVISION DEL NORTE 230	233
VALLE DE JUAREZ 115	231
TERRANOVA 115	216
TORRES 115	179
MOCTEZUMA 115	164
CAMARGO 230	148
NVO CASAS GRANDES 230	140
CEREZO JUÁREZ 115	83



Tabla 26. Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 1,700 MW de reserva en el SIN.

Región	Carbon			Turbina de vapor		Ciclo combinado		Ciclo sencillo	
	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO ₂	NO _x	CO ₂	NO _x	CO ₂	NO _x
Norte	-	-	-	0.416	0.444	0.180	0.319	0.430	0.472

Table 27. Estimación de la reducción de emisiones y generación en el área de control.

Región	Estimación de la reducción (Tons)	Carbón	Turbina de vapor	Ciclo combinado	Ciclo sencillo
Norte	en SO _x emisiones	-	-	-	-
	en CO ₂ emisiones	-	5,671	103,673	-
	en NO _x emisiones	-	4.6	111.5	-
	en generación por tecnología (MWh)	-	8,186	285,701	-



Referencias

CENASE (2019a) Sistema de Información de Mercado (SIM). Área pública. Catálogo de Nodos de precios. Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2019 12 17. Retrieved from:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>

CENASE (2019b) Sistema de Información de Mercado (SIM). Área pública. Precios Marginales Locales MDA. Precios Marginales Locales y de los Precios de Nodos Distribuidos. Retrieved from: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

CENASE (2019c) Sistema de Información de Mercado (SIM). Área pública. Reportes del Estado Operativo del SEN en 2019. Retrieved from:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NotasOperativas.aspx>

CRE (2018a) y CFE, (2018), Comunicación escrita con información consultada confidencial por INECC a la Comisión Reguladora de Energía y a la Comisión Federal de Electricidad, INECC, 2019. No publicada.

CRE (2018b) Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2017", https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte_de_confiabilidad_de_Electricidad.pdf

SENER (2019) Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. PAMRNtyRGD 2019 – 2033, SENER, 2019. Retrieved from:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20Red%20Nacional%20de%20Transmision%20y%20Redes%20Generales%20de%20Distribucion%20del%20Mercado%20Elctrico%20Mayorista%20PAMRNtyRGD%202019%20-%202033.pdf>

SENER (2019) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. PRODESEN 2019 – 2033, SENER, 2019. Retrieved from:

<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf>

SENER (2018) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031. PRODESEN 2017 – 2031, SENER, 2018. Retrieved from:

<https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>

SENER (2017) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030. PRODESEN 2016 – 2030, SENER, 2017. Retrieved from:

<https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2016/PRODESEN-2016-2030.pdf>

<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

SEMARNAT (2019). Datos del Sistema de Seguimiento de Tramites de SEMARNAT, Sistema público. Consultado en de octubre de 2019 a marzo 2020. Datos de Manifestaciones de Impacto Ambiental 2013 - 2019, proyectos de energías renovables. Retrieved from:

<https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/consultatramite/inicio.php>



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency

SIE (2019). Consulta en el Sistema de Información Energética, SENER, consulta realizada, marzo 2020. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>