Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen I

Presentado por:

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico – México

Esta página está en blanco de manera intencional.

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen I de IV

1 de marzo de 2021

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México
Blvd. Adolfo López Mateos 172-203
Merced Gómez, 03930, Ciudad de México, MÉXICO

www.ESTAInternational.com

MARCO REGULATORIO

De conformidad con el artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE); las Bases 18.1.4, 18.3.2, 18.4.1, incisos (b) y (c) de las Bases del Mercado Eléctrico (BME); los numerales 2.1.1, 2.2.1, 2.2.4, 2.2.5, 2.3.3 inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii), (iv), (v), (viii), inciso (c), fracción (i), 2.4.2, 2.4.3, 2.4.4, 2.4.9, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 del Manual de Vigilancia del Mercado, el Monitor Independiente del Mercado (MIM) presenta el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020, en atención a las funciones y responsabilidades como Entidad de Vigilancia, en apoyo a la Unidad de Vigilancia del Mercado (UVM) y de la Autoridad de Vigilancia del Mercado (AVM).

VOLÚMENES

Debido a su extensión el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020 ha sido dividido en cuatro volumenes para facilitar su navegación y consulta.

- El **Volumen I** se compone del Resumen Ejecutivo y la Sección 1. Introducción que incluyen el Resumen de Recomendaciones y Aclaraciones del manejo de términos e información utilizados en el Reporte.
- El **Volumen II** incluye las Secciones 2. Análisis de la evolución y desempeño de los sistemas Interconectados y 3. Análisis y evolución del diseño y desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista.
- El **Volumen III** incluye las Secciones 4. Análisis de las Determinaciones del CENACE y comportamiento de los Participantes del Mercado y 5. Análisis y evaluación de otros productos y mercados;
- El **Volumen IV** incluye las Secciones 6. Información y seguimiento a indicadores del Mercado de Energía de Corto Plazo y 7. Anexos.

ÍNDICE

Marco Regulatorio

Índice i

Índice de Gráficas v

Índice de Tablas xvi

Índice de Ilustraciones xxii

Lista de acrónimos, abreviaturas y siglas xxiv

Resumen Ejecutivo 1

1 Introducción 12

1.1 Recomendaciones 12

1.2 Aclaraciones del manejo de términos e información utilizados en el reporte 29

2 Análisis de la evolución y desempeño del MEM en los Sistemas Interconectados 30

2.1 Sistema Interconectado Nacional 30

2.1.1 Panorama General de la Evolución y Desempeño del SIN 30

2.1.2 Eventos Relevantes del SIN 52

2.2 Sistema Interconectado Baja California 140

2.2.1 Panorama General de la Evolución y Desempeño del BCA 140

2.2.2 Eventos Relevantes del BCA 163

2.3 Sistema Interconectado Baja California Sur 179

2.3.1 Panorama General de la Evolución y Desempeño del BCS 179

2.3.2 Eventos Relevantes del BCS 197

3 Análisis y Evaluación del Diseño y Desempeño del MEM 207

3.1 Niveles de concentración y competencia 207

3.1.1 Índice de Herfindahl-Hirschman 207

3.1.2 Índice de Generación Residual 208

3.2 Niveles de concentración y competencia por áreas de precio en el SIN 212

3.2.1 Comportamiento de los PML en el SIN 213

3.2.2 Identificación y caracterización de áreas de PML mediante el Análisis Clúster de tipo espacial 213

3.2.3 Cálculo del IHH por Áreas de Precio 216

3.2.4 Conclusiones 218

3.3 Cambios en los Participantes del Mercado 219

3.4 Altas y bajas en el registro de Unidades de Central Eléctrica ... 220
3.5 Desarrollo de las Reglas del Mercado y marco regulatorio de la Industria Eléctrica ... 224
3.5.1 Desarrollo de las Reglas del Mercado ... 224
3.5.2 Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica ... 225
3.6 Causas que aumentan la brecha entre los precios del MDA y el MTR ... 228
3.6.1 Efectos de la diferencia de los PML entre el MDA y el MTR ... 229
3.6.2 Diferencia entre el MTR y el MTR Ex-post ... 231
3.6.3 Condiciones y determinaciones que contribuyen a la diferencias entre el MDA y el MTR ... 237
3.6.4 Conclusiones ... 254
3.6.5 Recomendaciones ... 256
4 Análisis de las Determinaciones del CENACE y comportamiento de los PM ... 257
4.1 Mercado de Servicios Conexos ... 257
4.1.1 Falta de liquidación de Servicios Conexos en el MTR ... 257
4.1.2 Falta de zonas de reservas ... 260
4.1.3 Diferencias en los criterios de relajación de reservas entre el MDA y el MTR ... 261
4.1.4 Diferencias entre el precio de la RREG y el PML ... 267
4.2 Energía Fuera de Mérito ... 269
4.2.1 Cambio en el proceso de selección de las UCE asignadas y despachadas fuera de mérito por Confiabilidad ... 270
4.2.2 EFM en el Sistema Interconectado Nacional ... 271
4.2.3 EFM en el Sistema Interconectado Baja California ... 279
4.2.4 EFM en el Sistema Interconectado Baja California Sur ... 282
4.2.5 Conclusiones ... 285
4.2.6 Recomendaciones ... 286
4.3 Desempeño de UCE con generación intermitente ... 287
4.3.1 Capacidad Neta de las UCE con generación intermitente ... 287
4.3.2 Generación Intermitente en Tiempo Real ... 290
4.3.3 Análisis de desbalances ... 292
4.3.4 Conclusiones ... 303
4.3.5 Recomendaciones ... 304
4.4 Análisis de las diferencias de carga entre el MDA y el MTR ... 305
4.4.1 Error en el pronóstico de carga ... 305

4.4.2 Cálculo del Pronóstico de Carga ... 307
4.4.3 Análisis del error del Pronóstico de Carga ... 308
4.4.4 Impacto económico de las desviaciones ... 310
4.4.5 Conclusiones ... 312
4.4.6 Recomendaciones ... 312
4.5 Transacciones Internacionales de energía eléctrica ... 313
4.5.1 Distribución de los nodos de importaciones y exportaciones ... 313
4.5.2 Aspectos regulatorios en materia de importaciones y exportaciones ... 314
4.5.3 Incumplimientos de energía por importaciones ... 322
4.5.4 Transacciones internacionales como factores determinantes de los PML ... 324
4.5.5 Competencia en los nodos de importación y exportación ... 332
4.5.6 Conclusiones ... 336
4.5.7 Recomendaciones ... 337
4.6 Flexibilidad operativa en el SEN ... 337
4.6.1 Panorama general de la flexibilidad operativa del SEN ... 338
4.6.2 Análisis sobre las Ofertas de Venta ... 339
4.6.3 Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE ... 351
4.6.4 Marco Regulatorio ... 353
4.6.5 Conclusiones ... 355
4.6.6 Recomendaciones ... 357
5 Análisis y evaluación de otros productos y mercados ... 358
5.1 Subastas de Largo Plazo ... 358
5.1.1 SLP-1/2016 ... 359
5.1.2 SLP-1/2017 ... 361
5.2 Subastas de Mediano Plazo ... 362
5.3 Certificados de Energías Limpias ... 363
5.3.1 Certificados de Energías Limpias otorgados por la CRE ... 363
5.3.2 Generación de Energía Limpia ... 363
5.4 Mercado para el Balance de Potencia ... 364
5.4.1 Objetivo del MBP ... 364
5.4.2 Funcionamiento del MBP ... 364
5.4.3 Análisis de los resultados preliminares de 2020 ... 367

5.4.4 Determinaciones del CENACE y diseño del mercado ... 374
5.4.5 Conclusiones ... 381
5.4.6 Recomendaciones ... 382
5.5 Derechos Financieros de Transmisión ... 383
5.6 Ofertas Virtuales ... 383
5.7 Contratos de Cobertura Eléctrica ... 383
5.7.1 Beneficios de los CCE ... 384
5.7.2 Requisitos de Cobertura ... 388
5.7.3 Subastas ... 389
5.7.4 Contratos Legados para el Suministro Básico ... 390
5.7.5 Vencimiento de los CCE activos y registrados en el CENACE ... 392
5.7.6 Consumo y costo de la energía adquirida por el SSB ... 392
5.7.7 Participación de las Transacciones Bilaterales en el MDA ... 394
5.7.8 Cambios a los Contratos Legados para el Suministro Básico ... 395
5.7.9 Conclusiones ... 396
5.7.10 Recomendación ... 397
5.8 Evolución y desempeño de los Pequeños Sistemas Eléctricos ... 397
5.8.1 Generación por UCE y factor de capacidad ... 399
5.8.2 Errores de Pronóstico en la Demanda ... 400
5.8.3 Precios en Tiempo Real en el Sistema Mulegé ... 400
6 Información y seguimiento a indicadores del Mercado de Energía de Corto Plazo ... 401
6.1 Resultados de precios de energía y demanda ... 401
6.2 Análisis de cantidades de generación y reservas ... 408
6.3 Información sobre congestión ... 418
6.4 Servicios Conexos ... 420
6.5 Importaciones y exportaciones ... 426
6.5.1 Errores de asignación de importación y exportación ... 429
6.5.2 Índice Herfindahl-Hirschman para las transacciones de importación ... 431
6.6 Diferencia entre el MDA y el MTR ... 433
6.7 Indisponibilidades de UCE ... 441
6.7.1 Indisponibilidad de energía reflejada en las Ofertas de Venta ... 441
6.7.2 Indisponibilidad de energía por salidas de UCE ... 447

6.8 Garantía de Suficiencia de Ingresos 454
6.8.1 Ingresos en el MDA 454
6.8.2 Pago de GSI en el MDA 457
6.8.3 Concentración de los pagos de la GSI en el MDA 460
6.8.4 Pago de la GSI en el MTR 462
6.8.5 Concentración de los pagos de la GSI en el MTR 464
6.9 Evaluación del comportamiento de los PM a través de sus Ofertas 465
6.9.1 Rechazo de Ofertas de Venta 465
6.9.2 Ofertas de Venta de energía eléctrica en el MDA 467
6.9.3 Unidades marginales 471
6.10 Análisis de combustibles 475
6.11 Cortes de energía 480
6.12 Temperatura 484
7 Anexos 487
7.1 Niveles de concentración y competencia por áreas de precio en el SIN 487
7.1.1 Planteamiento metodológico: Método de Agrupamiento K-Means 487
7.2 Determinación del Número óptimo de Agrupamientos mediante la Prueba del Codo (*Elbow Test*) 487
7.3 Resultado de Pruebas para la determinación de número óptimo de agrupamientos mediante Elbow Test a la identificación de las Áreas de Precio en el SIN. Datos de PML promedio semanal de 2020 488
7.4 Zonas de carga agrupadas en cada Área de Precio. Datos de PML promedio semanal de 2020 489

RESUMEN EJECUTIVO

En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020 se documentan y analizan los eventos relevantes asociados a la operación y resultados del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) registrados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2020. También se presentan los resultados de las actividades de monitoreo y vigilancia del Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP), Mercado para el Balance de Potencia (MBP), Mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL), Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, Subastas de Mediano y Largo Plazo y Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE).

A continuación, se resumen aquellos hechos relevantes que definieron el desempeño y evolución del MEM durante el 2020, mismos que se desarrollan con mayor detalle en los apartados que integran el cuerpo de este documento.

MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

El MECP es uno de los componentes del MEM en el que se realiza la compraventa de energía y Servicios Conexos con base en los precios resultantes del Mercado del Día en Adelanto (MDA) y el Mercado de Tiempo Real (MTR). En 2020 se registraron los PML más bajos de los primeros cinco años de operación del MECP tanto a nivel nacional como por Sistema Interconectado. Esta situación responde a la crisis sanitaria de la pandemia por COVID-19, y es probable que tenga secuelas en la evolución de los PML en el transcurso de 2021.

La implementación de las medidas para la mitigación y control del COVID-19 por parte del gobierno federal,[1] trajo consigo un descenso en la demanda de energía eléctrica y, en consecuencia, la caída en los PML en el primer semestre de 2020. En el segundo tramo del año, se registró un repunte tanto en la demanda como en los PML a causa de la reapertura escalonada de las actividades económicas y espacios públicos del país, aunque, en términos generales, el nivel de los precios se mantuvo por debajo del PML promedio del segundo semestre de 2019.

La disminución de los PML en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2020 en comparación con el año previo se explica por los siguientes factores: (i) la disminución de la demanda de energía eléctrica, (ii) la expansión de la capacidad neta, (iii) la reducción de la energía indisponible, (iv) el incremento de la energía fuera de mérito (EFM), (v) la caída de los precios de los combustibles sobre todo el precio del gas natural (GN), y (vi) la disminución en la saturación de los enlaces junto con la reducción de su costo marginal.

El PML en el Sistema Interconectado Baja California (BCA) presentó un comportamiento diferenciado a lo largo de 2020. Entre enero y junio, el PML disminuyó en comparación con el nivel observado en 2019 debido a una mayor disponibilidad de energía, menores precios del GN y a la entrada en operación de cinco UCE de forma temporal bajo el esquema de Protocolo Correctivo, lo cual contribuyó a mantener precios más bajos. En el segundo semestre de 2020, el PML promedio diario se mantuvo por encima del nivel de precios del mismo periodo de 2019, como consecuencia de la recuperación de la demanda de energía y un repunte en los precios del GN.

El PML en el Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS) fue consistentemente menor en el transcurso de 2020 con respecto al nivel observado en 2019, debido a la disminución del precio del combustóleo, principal combustible empleado para la generación de energía en dicho sistema. La caída en los precios del combustóleo coadyuvó a la reducción del precio con que marginaron las UCE que emplean este combustible y sustituyeron a las UCE marginales con diésel. Adicionalmente, la contracción de la demanda abonó a la disminución del PML en este sistema.

[1] ACUERDO por el que se establecen las medidas preventivas que se deberán implementar para la mitigación y control de los riesgos para la salud que implica la enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19). Disponible en el sitio web https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5590339&fecha=24/03/2020

Información del MEM por Sistema Interconectado, 2020

	SIN	BCA	BCS
Precios Marginales Locales[1]	**Mercado del Día en Adelanto (MDA)**		
	$594.7/MWh (-54.1%)	$660.1/MWh (-8.8%)	$2,175.2/MWh (-30.8%)
	Mercado en Tiempo Real (MTR)		
	$567.6/MWh (-57.1%)	$422.4/MWh (-32.8%)	$2,217.2/MWh (-35.5%)
Demanda Máxima Horaria[2]	**MDA**		
	43,130 MW (-4.2%) 26-ago-20; 17:00 h	3,115 MW (13.1%) 07-sep-20; 16:00 h	499 MW (-0.4%) 14-ago-20; 17:00 h
	MTR		
	42,901 MW (-4.2%) 27-ago-20; 17:00 h	2,964 MW (5.6%) 20-ago-20; 16:00 h	496 MW (-4.5%) 12-ago-20; 17:00 h
Capacidad Neta[3]	82,919 MW (4.1%)	3,325 MW (0.0%)	948 MW (29.2%)
Energía Inyectada	**MDA**		
	299.2 TWh (-1.8%)	14.6 TWh (6.8%)	2.6 TWh (-3.5%)
Margen de Capacidad[4]	**MDA**		
	máximo 57.7%	máximo 49.2%	máximo 62.8%
	medio 32.4%	medio 23.7%	medio 33.8%
	mínimo 8.9%	mínimo 0.0%	mínimo 0.0%
Cortes de Energía	**MDA**		
	MTR		
	4,227 MW	390 MW	

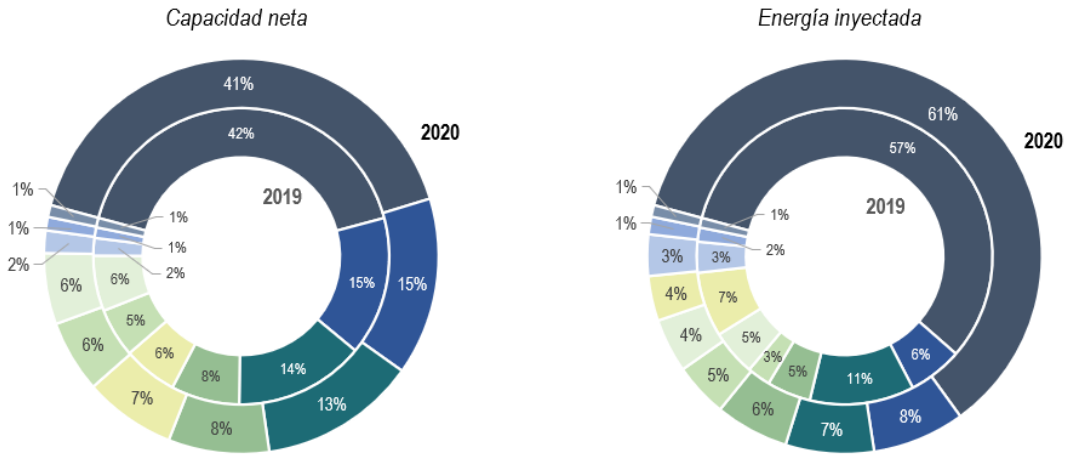
Notas: Los valores entre paréntesis indican la variación porcentual de la variable analizada en comparación con el año anterior; azul indica incremento, rojo indica decremento. 1/ Promedio horario de los PML. 2/ La demanda máxima se calcula como el máximo de la sumatoria horaria de las inyecciones de energía (por lo que incluye pérdidas y exportaciones). 3/ La capacidad neta corresponde al último día de cada año. En el BCA, la capacidad neta alcanzó los 3,687 MW durante la aplicación del Protocolo Correctivo. 4/ Margen de capacidad después de reservas con respecto a la capacidad ofertada. El margen de capacidad del BCA no considera la capacidad del enlace de interconexión con el CAISO, dado que las importaciones se modelan como inyecciones de energía fija.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CAPACIDAD NETA Y ENERGÍA INYECTADA

La capacidad neta del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en 2020 fue de 87,191.1 MW, esto fue 4.1 % mayor a la registrada en 2019 (3,445 MW adicionales). La energía inyectada del SEN en 2020 fue de 316.5 TWh, esto fue 1.5 % menor en comparación con 2019 (4.7 TWh menos).

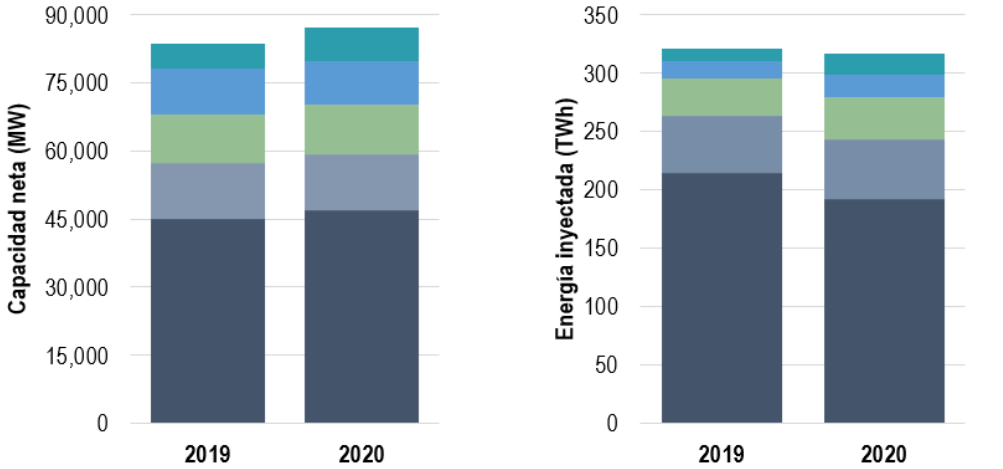
Participación de la capacidad neta y energía inyectada del MDA en el SEN por tecnología, 2019 y 2020



Tecnología	CC	HI	TC	EO	FV	TG	CA	NU	GE	CI y BI
Capacidad neta (MW)	35,858 (2.7%)	12,686 (0.0%)	11,233 (-5.8%)	7,210 (15.0%)	6,566 (31.9%)	5,156 (14.9%)	5,073 (0.0%)	1,608 (0.0%)	957 (0.0%)	845 (-2.4%)
Energía inyectada (TWh)	192.6 (4.7%)	24.0 (25.7%)	22.9 (-37.5%)	19.1 (23.8%)	14.0 (70.8%)	14.0 (-13.1%)	11.6 (-48.8%)	10.7 (-0.7%)	4.5 (-8.5%)	3.0 (-10.2%)

Notas: No se incluye importaciones. Los valores entre paréntesis indican la variación porcentual de la variable analizada en comparación con el mismo periodo del año anterior; azul indica incremento, rojo indica decremento.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Capacidad neta y energía inyectada en el MDA del SEN por Oferta de Venta, 2019 y 2020



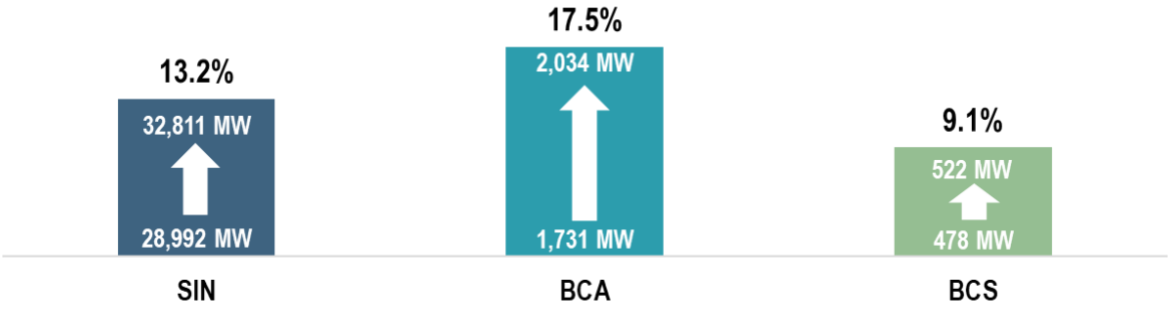
Tecnología	TE	CIL	NP	HI	RN
Capacidad neta (MW)	47,015 (4.1%)	12,281 (1.7%)	9,475 (-5.0%)	10,908 (0.0%)	7,512 (33.4%)
Energía inyectada (TWh)	191.8 (-10.6%)	51.8 (4.9%)	36.0 (14.4%)	19.6 (32.6%)	17.3 (56.5%)

Notas: No se incluye importaciones. Los valores entre paréntesis indican la variación porcentual de la variable analizada en comparación con el mismo periodo del año anterior; rojo indica incremento, azul indica decremento.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CAPACIDAD DISPONIBLE

La capacidad disponible promedio horario en 2020, por parte de las UCE con Oferta de Venta Térmica (TE), fue mayor en los tres Sistemas Interconectados con respecto a 2019: SIN (13.2 %), BCA (17.5 %) y BCS (9.1 %).

Cambio anual en la capacidad disponible promedio horario en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

COMBUSTIBLES

En 2020 los precios de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica disminuyeron con respecto a los observados en 2019, con excepción del carbón. La reducción de los precios de los combustibles se reflejó directamente en los precios de las Ofertas de Venta, lo que a su vez llevó al aplanamiento de la curva de oferta y, con ello, a la disminución de los PML del SIN de 2019 a 2020. La disminución de los precios del GN y combustóleo fueron los que más abonaron a la contracción del PML en el SEN: (i) en el SIN marginaron UCE que utilizan GN en el 75.6 % de las horas de 2020, (ii) en el BCA marginaron UCE que emplean GN en el 66.5 % de las horas de 2020, y (iii) en el BCS marginaron UCE que usan combustóleo en el 49.5 % de las horas de 2020.

Precios promedio de los combustibles 2020

Nota: Los valores entre paréntesis indican la variación porcentual de la variable analizada en comparación con el mismo periodo del año anterior; rojo indica incremento, azul indica decremento.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CONFIABILIDAD DEL SEN

En el transcurso de 2020 se identificaron cuatro casos donde las condiciones del sistema y los criterios de operación incidieron en la Confiabilidad del SEN.

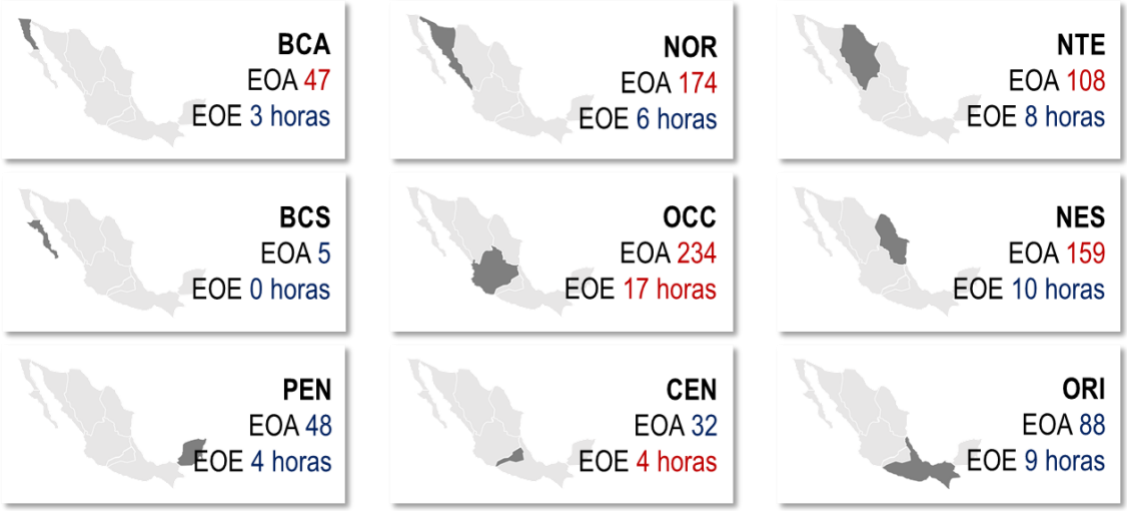
PML y la saturación de enlaces de transmisión en las Gerencias de Control Regional (GCR) Noroeste (NOR), Norte (NTE) y Noreste (NES). En 2020 los PML de las GCR NOR, NTE y NES fueron menores a los precios del resto del SIN, esto se debió a que la energía ofertada a costos competitivos fue mayor que la demanda en estas GCR; sin embargo, se limitó la exportación de energía hacia el resto del SIN por la falta de capacidad de la Red Nacional de Transmisión (RNT). Tanto la saturación de los enlaces como el volumen de la EFM indican cambios en la asignación y despacho de UCE motivados por modificaciones en los patrones de demanda, disponibilidad de UCE y las limitaciones en la capacidad de transmisión.

Saturación de los enlaces de transmisión en la GCR Oriental (ORI) y sus efectos en la GCR Peninsular (PEN). La GCR ORI suele ser una región exportadora de energía hacia las GCR CEN y PEN, y al Sistema Eléctrico Vecino de Guatemala. En cambio, la GCR PEN tiende a ser una región importadora de energía de la GCR ORI y la transmisión entre estas gerencias se limita por un enlace. En 2020, la saturación de este enlace disminuyó en comparación con lo observado en 2019, debido a la caída de la demanda y a una mayor disponibilidad de energía en la GCR PEN.

Afectación en el suministro eléctrico en la operación en Tiempo Real del 28 de diciembre. El 28 de diciembre de 2020, se presentó la salida de dos líneas de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Lajas y Güémez. La salida de la segunda línea causó la desconexión en cadena de 9,262 MW de generación con una afectación de carga de 8,696 MW (27.4 % de la demanda al momento de la perturbación), así como oscilaciones de potencia. La pérdida de carga no representó un incremento en los PML en el MTR, dado que se debió a un fenómeno eléctrico y no a una insuficiencia de capacidad de generación.

Falta de zonas de reservas. El propósito de la determinación de una sola zona de reserva en el SIN fue que se cumplieran de mejor manera los requerimientos operativos de reservas de regulación y reservas operativas y, con ello, disminuir la ocurrencia de Estados Operativos de Alerta y de Emergencia. En 2020 los Estados Operativos de Emergencia disminuyeron, excepto en las GCR OCC y CEN, con respecto al 2019. No obstante, la mejora general de la Confiabilidad no puede ser atribuida directamente a la unificación de las Zonas de Reservas, dado que estos efectos se relacionan con la caída de la demanda derivada de la contingencia de salud pública por COVID-19, un incremento en la capacidad neta, mayor EFM y menor saturación de los enlaces de transmisión.

Estados Operativos de Alerta y de Emergencia en Tiempo Real, 2020



Nota: EOA: Estados Operativos de Alerta (número de eventos) y EOE: Estados Operativos de Emergencia. Los valores en rojo indican un aumento y en azul un descenso con respecto a los Estados Operativos del año anterior.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

EFICIENCIA DEL MEM

Durante 2020 se identificaron nueve casos donde los criterios de operación impactaron en el funcionamiento eficiente del MEM.

Diferencias en la generación hidroeléctrica programable entre la Planeación Operativa y la operación en Tiempo Real. En 2020 el nivel de almacenamiento real se ubicó por encima de lo pronosticado en la Planeación Operativa y de lo modelado en el MDA, debido a la presencia de fenómenos hidrometereológicos que no se

consideraron en la estrategia operativa. Si bien esto trajo una disminución de los Costos de Oportunidad entre abril y septiembre y un cambio en el patrón de asignación de los Servicios Conexos entre la Oferta de Venta TE e hidroeléctrica (HI), dichos costos fueron mayores al PML durante todo el año, razón por lo cual la generación de las Centrales Eléctricas (CE) HI se realizó en su mayoría en su límite mínimo de energía (fuera de mérito).

Restricciones de generación Renovable (RN) e HI del 9 al 11 de noviembre. Entre el 9 y 11 de noviembre de 2020, se presentaron los precios máximos del año en el MDA del SIN, resultado de una menor capacidad disponible y restricciones a la generación RN e HI. En estos días las determinaciones de CENACE contribuyeron esencialmente a la formación de los precios en combinación con un incremento de la energía indisponible con motivo de los mantenimientos programados de las UCE. Durante ocho días en noviembre, el CENACE restringió manualmente la generación renovable con respecto a su pronóstico, debido a dos licencias de transmisión en Mazatlán–Tepic y Sonora Sur-Sinaloa. A causa de las lluvias extraordinarias en la cuenca del río Grijalva, el CENACE restringió la generación HI de las CE aguas arriba, con el objetivo de reducir el derrame por la apertura de los vertedores de la CE HI aguas abajo.

Precios negativos e inflexibilidad operativa del BCA. El BCA es un sistema con poca flexibilidad operativa y propenso a presentar excedentes de energía en los días en que: (i) la demanda es baja, (ii) cuando diferencia entre la demanda máxima y la demanda mínima es mayor, (iii) cuando la energía base es mayor que otros días, o (iv) cuando las UCE con tecnología turbogás (TG) están indisponibles. El Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de UCE en el MDA (AU-MDA) utiliza como insumos la disponibilidad del Día de Operación y la generación asignada heredada al final del día anterior. Esto, en combinación con altos tiempos mínimos de operación y paro, implica que la probabilidad de presentar excedentes incremente, independientemente de la demanda y la disponibilidad.

Diferencias atípicas en el precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (RREG) entre el MDA y el MTR en el BCS. Durante 2020 el precio de la RREG registró una brecha promedio de 227.2 % entre el MTR y el MDA, sin embargo, no tuvo efectos en la liquidación de los Participantes del Mercado (PM). El precio de la RREG fue igual a la Reserva Rodante de 10 Minutos (RR10) en el MDA la mayor parte del año, con una menor variabilidad en contraste con el MTR. En el MDA, la RREG se utilizó para satisfacer los requerimientos de la Reserva Rodante (RR), pero no ocurrió así en el MTR, ya que su precio se determinó por costos de oportunidad mayores, dada la inflexibilidad de asignar más UCE en la simulación MTR Ex-post. Lo anterior es una señal de ineficiencia por el manejo diferente de las reservas entre ambos procesos de mercado.

Desempeño de UCE con generación intermitente. En 2020 la capacidad de UCE fotovoltaicas (FV) y eólicas (EO) sumaron 13,776 MW, de los cuales el 73.5 % se ubicaron en las GCR ORI, OCC y NES. La creciente participación de la generación FV y EO en los Sistemas Interconectados del SEN, pone en evidencia la necesidad de diseñar e integrar nuevas soluciones de flexibilidad operativa por la presencia de fluctuaciones en la generación con fuentes intermitentes o por fluctuaciones en la demanda. El desempeño de las UCE de generación intermitente mejoró en 2020 con respecto a 2019, pues la Oferta de Venta RN disminuyó las diferencias presentadas entre el MDA y la generación en Tiempo Real.

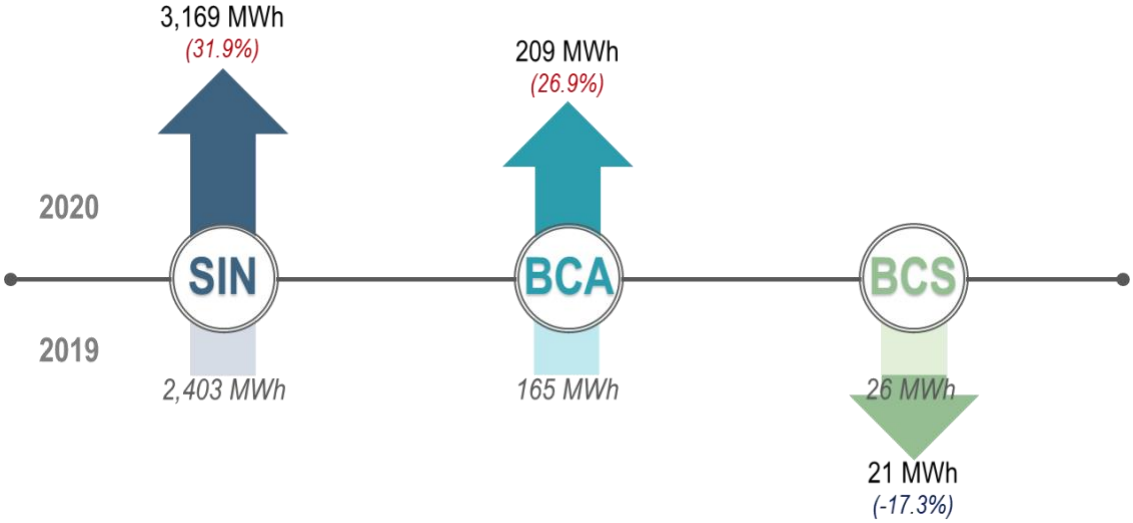
Falta de liquidación de Servicios Conexos en el MTR. A pesar de que el 1 de septiembre de 2018 inició la operación de los Modelos de Asignación de UCE en Tiempo Real (AU-TR) y de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo (DERS-MI), en 2020 la reasignación de reservas en el MTR continuó realizándose con base en la asignación de reservas en el MDA. Esto representa una ineficiencia en el mercado, ya que los despachos en Tiempo Real ocasionan que los generadores incumplan con los compromisos de energía adquiridos en el MDA por reasignarlos a reservas, sin la posibilidad de compensarlos monetariamente por este cambio mediante el pago correspondiente en el MTR.

Diferencias en los criterios de relajación de reservas entre el MDA y el MTR. En 2020 se observó que, de acuerdo con el comportamiento del margen de capacidad, en menos del 1.0 % de las horas en el BCA y el BCS se relajaron reservas en ambos procesos del mercado. A su vez, no hubo relajaciones de reservas severas en el SIN y el BCS en Tiempo Real, según el número de horas en las que se activaron los factores de penalización de la curva de demanda de reservas. No obstante, continuó la diferencia estructural en la metodología usada para la relajación de los requerimientos de reservas entre el MDA y el MTR, con efectos distintos en la sensibilidad de los PML de cada proceso de mercado ante escenarios de escasez. Esta diferencia resulta en un incumplimiento de la Base 10.4.5, inciso (c), de las BME.

Diferencia entre el precio de la RREG y el PML. La formación de los precios de RREG y RR10 permitían que el precio de un producto de menor calidad fuese mayor al de uno de mayor calidad. Como resultado del ajuste del modelo de optimización, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.4.10 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, desde octubre de 2019 no se registraron precios de la RR10 mayores al precio de la RREG. No obstante, es importante mencionar que el modelo de optimización aún no se ajusta para la RREG, ya que se encontró que el precio de esta reserva fue mayor al PML en el SIN durante el 13.5 % de las horas de 2020 y en el BCA durante el 5.8 % de las horas de 2020, con una diferencia porcentual promedio de 155 % y 200 %, respectivamente.

Energía Fuera de Mérito. En el transcurso de 2020, la EFM presentó un incremento en el SIN principalmente por la asignación de UCE por Confiabilidad, debido al cambio en el proceso de selección de las UCE por parte del Operador. Esta asignación junto con la EFM de UCE sin justificación aparente, provocó un margen de capacidad rodante amplio y creciente en comparación con el año previo en el SIN. En el BCA se apreció una brecha moderada entre el margen de capacidad rodante y las RR asignadas, así como una redistribución en la asignación de UCE fuera de mérito. En el BCS, el margen de capacidad rodante fue cercano a las RR asignadas, y ello justificó la mayor parte de la EFM mediante UCE asignadas fuera de mérito para proveer Servicios Conexos.

Energía Fuera de Mérito promedio horario por Sistema Interconectado, 2019 y 2020



Nota: Los valores entre paréntesis indican la variación porcentual de la variable analizada en comparación con el mismo periodo del año anterior; rojo indica incremento, azul indica decremento.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

ESTRUCTURA Y EVOLUCIÓN DEL MEM

La adopción del MEM en México como en otros países constituyó la base de la organización industrial del sector eléctrico. La operación escalonada y continua de sus componentes y elementos dispuestos en las BME fue la estrategia para encaminar a la Industria Eléctrica y sus actores hacia el cumplimiento de los objetivos establecidos en la LIE y en las Reglas del Mercado.

La operación del MEM debe responder al principio básico de cumplir con el suministro de energía eléctrica de la forma más eficiente, es decir, al menor costo posible para los usuarios. Por ello, el MEM debe evolucionar tanto en su estructura como en su operación, con base en principios y reglas claras a cargo de organismos independientes, especializados y solventes para la detección de fallas del mercado y atención a las deficiencias, de acuerdo con las mejores prácticas en materia de regulación.

El MEM inició operaciones desde 2016[2] y mantiene la aplicación de reglas transitorias, en tanto no se emitan las disposiciones operativas respectivas, que hoy hacen evidente la necesidad de continuar con el proceso de configuración que exige la LIE guiado por la Secretaría de Energía (SENER), la consolidación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como regulador técnico del mercado, y la operación transparente y mejora continua de los modelos, sistemas y procesos del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y de los PM.

Participantes del Mercado

En 2020 el MEM contó con 192 PM con contrato firmado y 128 PM en operación. Esto representa un aumento de 10.3 % y 21.9 %, respectivamente, en relación con 2019.

Participantes del Mercado en operación, 2019 y 2020

Nota: El dato en el recuadro de la esquina superior izquierda son los PM en operación de 2019, el dato señalado con flecha es de 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Niveles de concentración

En 2020 el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) del SIN se redujo en 6.0 % en comparación con el 2019. La entrada de nuevos PM y la entrada en operación de nuevas UCE originó que la capacidad total del sistema se distribuyera entre un mayor número de agentes. En el BCA y el BCS ocurrió lo contrario, como consecuencia de la reasignación de activos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El IHH en estos dos Sistemas Interconectados se mantuvo en un nivel de concentración alto.

[2] El MECP inició su operación el 27 de enero de 2016 en el Sistema Interconectado Baja California (BCA), 29 de enero de 2016 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el 23 de marzo de 2016 en el Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS).

Concentración de capacidad neta en los Participantes del Mercado e IHH, 2020

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Zonas de precios del SIN y nivel de concentración

El SIN es el sistema con la mayor infraestructura eléctrica del país, tanto en términos de capacidad como en diversidad de tecnologías y extensión de la red eléctrica, pues abarca la mayor parte del territorio del país y atiende al 97 % de la población nacional. Estas características son diferenciadores de los precios a nivel regional. En 2020 se identificaron 4 **áreas de precio**, las cuales mostraron un nivel de concentración distinto, en función de los factores locales (restricciones en transmisión y disponibilidad de recursos de generación). El valor del IHH en tres **áreas aumentaron**, Norte es el área con los PML más bajos y con la menor concentración de mercado; en cambio, en el otro extremo del SIN, Península, representa un submercado con los PML más elevados y mayor poder de mercado.

Áreas de precios del SIN e IHH, 2020

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Subastas de Largo Plazo

Los avances de las Subastas de Largo Plazo (SLP) al cierre de 2020 son los siguientes:

Capacidad, generación y número de UCE en operación de las Subastas de Largo Plazo

Nota: *Corresponde a la generación promedio horaria de 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El 31 de enero de 2019, el CENACE notificó el Acuerdo de cancelación de la SLP-1/2018, en atención a lo instruido por la SENER. El 26 de noviembre de 2019, la SENER instruyó mediante oficio al CENACE abstenerse de emitir convocatorias para SLP, hasta nuevas instrucciones.

Subastas de Mediano Plazo

El 4 de junio de 2019, el CENACE publicó el Acuerdo de suspensión de la Subasta de Mediano Plazo (SMP) SMP-1/2018. El 20 de diciembre de 2019, el CENACE emitió el Acuerdo de cancelación de la SMP-1/2018, en cumplimiento a lo instruido por la SENER.

Mercado para el Balance de Potencia

Los resultados preliminares para el MBP 2021 publicados por el CENACE en diciembre de 2020 y enero de 2021, corroboran que la volatilidad de precios de Potencia prevalece en este mercado. Esto se debe a la variación anual de los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia (CFNTGR) y la mezcla de señales de corto y largo plazo, como estos CFNTGR y los Ingresos en el Mercado de Energía de la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR).

La existencia una sola zona de potencia para el SIN y la discrepancia en la definición de tipo de reservas entre el MBP y el MECP, dificultan el objetivo del MBP que es establecer señales de mercado que respondan a las condiciones de escasez de recursos en el SEN y así fomentar la inversión en las zonas donde el sistema lo requiere y facilitar la labor del CENACE durante la operación en Tiempo Real en el mediano plazo.

Mercado de Certificados de Energías Limpias

En el Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (S-CEL) se reporta 6,840,307 de CEL otorgados de enero a abril de 2020, esto es una variación del 97.5 % en comparación con el mismo periodo de 2019. Se tienen registro de 91 Generadores Limpios que tienen derecho a recibir CEL. Asimismo, se estima 20,799,125 MWh de Energía Limpia susceptible de recibir CEL de enero a septiembre de 2020.

Mercado de Certificados de Energías Limpias, 2020

Notas: 1. Datos a abril de 2020. 2. Datos a julio de 2020. 3. Estimación de energía limpia con derecho a recibir CEL en 2020.
Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE.

Durante 2020 se presentaron los PML más bajos de los cinco años de operación del MEM. El efecto de los precios a la baja se observó en los tres Sistemas Interconectados. De manera sobresaliente en la región norte del SIN y en menor medida en las regiones centro y sur, dado que prevalecen las limitantes en la infraestructura de transmisión y en el suministro de gas natural. El BCA se benefició de los precios bajos del GN y del menor costo de las importaciones de energía. En cambio, el BCS enfrentó los precios más altos del MEM, debido a sus limitaciones para acceder a otros mercados con costos menores.

A diferencia de otros años, en 2020 se presentaron eventos y condiciones que contribuyeron a un mejor desempeño del MEM. Si bien factores como el incremento en la capacidad neta del sistema y de la EFM, una menor saturación en la RNT y la disminución en los Estados Operativos de Alerta y Emergencia, favorecieron para que la condición general del sistema mejorará con respecto al año anterior, la situación de salud pública por el SARS-CoV-2 generó un panorama coyuntural inusual de menor demanda de energía, lo que permitió una operación con mayor holgura y disminuyó el número de acciones para restablecer los niveles de Confiabilidad del SEN.

No obstante, la suspensión de los mecanismos del mercado, el retraso en la publicación de las disposiciones regulatorias pendientes y la falta de incentivos económicos merman la eficiencia del MEM, promueven una mayor brecha estructural entre el MDA y MTR, inhiben la transición energética por la falta de soluciones de flexibilidad operativa y limitan la actuación de los PM para entregar información óptima relativa a sus parámetros y ofertas.

Dentro de los retos del sistema en el mediano y largo plazo en términos de eficiencia y Confiabilidad, se encuentran la solución a los problemas de saturación de enlaces y ampliación de la RNT, mejoras en el MBP para minimizar costos fijos y de operación, continuidad del monitoreo y vigilancia del MEM, así como la transparencia y trazabilidad de la información del Operador, mediante la aplicación de Guías Operativas, criterios y procedimientos de operación de acceso público.

1 INTRODUCCIÓN

El MIM está formado por un grupo de expertos independientes que apoya las funciones de vigilancia de la UVM y la AVM sobre los Entes Sujetos a Vigilancia, el MEM y las determinaciones del CENACE. Las funciones de vigilancia tienen el objetivo de asegurar el funcionamiento eficiente del MEM, el cumplimiento de las Reglas del Mercado, y que estas cumplan con los objetivos establecidos en LIE.

Las BME y el Manual de Vigilancia del Mercado disponen que el MIM elabore reportes periódicos, con el objetivo de dar a conocer la evaluación del desempeño y evolución del MEM. El presente reporte es resultado del trabajo coordinado del MIM, bajo la supervisión de la UVM y la interacción con los Entes Sujetos a Vigilancia, a fin de contar con la mejor información disponible vinculada con las actividades que desempeñan en el MEM.

El Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020 se elaboró con base en la información del CENACE al 31 de diciembre de 2020, comprende la evaluación del estatus técnico del MEM y de cada uno de sus mercados relacionados. El Reporte Anual incluye como mínimo el análisis de la siguiente información como resultado del seguimiento diario del MEM y de los otros mercados durante el periodo de enero a diciembre de 2020:

a. Oferta, demanda, condiciones climáticas, congestión del sistema y precios de los Servicios Conexos, análisis de los precios de combustibles utilizados en la producción de energía eléctrica y ofertas virtuales.
b. Evaluación del diseño y desempeño del MEM en cada uno de sus mercados, análisis del comportamiento de los PM, temas e inquietudes planteados por los PM y recomendaciones en relación con los temas que deban ser atendidos.
c. Evaluación de la eficacia y eficiencia de las determinaciones del CENACE relacionadas con el balance de energía, servicios auxiliares, manejo de la congestión y del mercado de DFT, evaluación sobre la existencia de los elementos en el diseño del mercado (técnico y normativo) que favorezcan la manipulación del mercado y recomendaciones para su corrección o eliminación.
d. Resultados y hallazgos.
e. Recomendaciones y conclusiones

1.1 RECOMENDACIONES

El MIM, de conformidad con las funciones señaladas en las BME, Bases 18.1.4, inciso (a), 18.1.5, inciso (d) y 18.4.1, inciso (c); así como en el Manual de Vigilancia del Mercado, numerales 2.2.5, incisos (a) y (c); 2.2.7, incisos (c) e (i); 2.3.3, inciso (a), subincisos (iii), (iv), (v) y (viii), e inciso (b), subincisos (ii) y (iii); 2.4.2, inciso (a) y 2.4.3, inciso (b), emite las siguientes recomendaciones que tienen soporte técnico y legal detallado en cada uno de los análisis que se muestran en el presente reporte.[3]

Recomendaciones de la sección 2.1.2.1. Diferencias en la generación hidroeléctrica programable entre la Planeación Operativa y la operación en Tiempo Real

1. El proceso actual por el cual se determinan los Costos de Oportunidad no registra una relación entre los PML del MDA, los Costos de Oportunidad de la CE HI y su despacho en el MDA. Los Costos de Oportunidad representan el costo de no contar con el recurso energético en el futuro, si éste se usara en el Día de Operación. En este sentido, cuando el Costo de Oportunidad excede el PML, en teoría, la UCE HI no debería despacharse si ésta presenta limitaciones para la generación eléctrica. En caso de que

3 Las categorías que se muestran al final de cada recomendación fueron definidas con base a las funciones de vigilancia que se señalan en las Reglas del Mercado, bajo las que se rige el MEM y las Entidades de Vigilancia: Diseño de las Reglas del Mercado; Diseño y Operación del Mercado; Prácticas anticompetitivas; Operación del CENACE; Indicadores; Ofertas de energía; Centros de Carga; Precios; Capacitación y Acciones para asegurar la Confiabilidad del SEN.

fuera despachada, el Costo de Oportunidad no estaría dando la señal correcta porque se sobreestimó su valor, lo que indica un problema con el cálculo de los Costos de Oportunidad. Se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo con el CENACE para que el Operador explique tanto los modelos que emplea actualmente en el MDA para determinar los Costos de Oportunidad, como las diferencias en las características técnicas en comparación con lo establecido en el numeral 3.6.2, inciso (c), del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo y el numeral 4.2.1, inciso (c) del Manual de Costos de Oportunidad. Lo anterior con el fin de generar un plan de transición entre la forma de operación actual y la establecida en las Reglas del Mercado.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX y XI; 94, 95, 103, 107 y 108 fracción V; BME: Bases 1.5.5 y 6.5; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.2, inciso (a), fracción (xxiii), 2.3.5, inciso (a), fracción (xv), 2.4.3, inciso (h), 7.3; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numeral 3.6.2, inciso (c); Manual de Costos de Oportunidad: numeral 4.2.1, inciso (c) y Capítulo 5.	*Primera emisión: junio de 2019.*

2. La incertidumbre de la operación en Tiempo Real que no es modelada en el MDA, como sucede por la falta de seguimiento a instrucciones de despacho en Tiempo Real, contribuye a las desviaciones en la asignación y despacho de UCE entre ambos procesos de mercado, lo que causa ineficiencias en el mismo. Se recomienda que la CRE y el CENACE establezcan la hoja de ruta para la autorización, procedimientos de análisis, discusión y aprobación interna o regulatoria que la CRE considere, para la publicación del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, de conformidad con lo establecido en el artículo 95 de la LIE, así como en la Base 1.5.5 de las BME y el numeral 2.2.8 del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado. El Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos podrá establecer penalizaciones por falta de seguimiento a las instrucciones de despacho, con ello se reduciría el uso de instrucciones por voz y aumentaría la utilización del Registro de Instrucciones de Despacho. Asimismo, si los modelos de optimización instruyen indicaciones que no puedan cumplir, se motivaría a la actualización de parámetros de las UCE.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX y XI; 94, 95 y 107, fracción III; BME: Bases 1.5.5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numeral 6.16.1, inciso (a), fracciones (i) y (ii); Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: numerales 2.2.4, inciso (c), 2.2.8.	*Primera emisión: abril de 2018.*

3. El CENACE operó los embalses con base en las directrices de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) debido a los fenómenos hidrometeorológicos en la cuenca del río Grijalva. Las acciones tomadas incluyeron la modificación de los montos máximos y mínimos diarios para el despacho económico, y la modificación de los Costos de Oportunidad de las CE HI. La primera de estas acciones logró el cometido de limitar las opciones que tiene la optimización económica para la utilización de agua en el MDA. No obstante, de acuerdo con el Manual de Costos de Oportunidad, el concepto de Costo de Oportunidad se refiere al valor económico del agua en el futuro de mediano plazo (hasta 36 meses), por ejemplo, durante el siguiente estiaje, con posibles modificaciones durante la planeación operativa de corto plazo (7 días). Se recomienda que la CRE solicite al CENACE los siguientes procedimientos que sustenten técnica y operativamente el manejo de los embalses:
    - El procedimiento para establecer los Costos de Oportunidad con el Modelo de optimización para la asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido (AU-HE);
    - El procedimiento para modificar los Costos de Oportunidad durante la planeación de Corto Plazo y ante eventos hidrometereológicos como los presentados en octubre y noviembre de 2020.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 99, 101, 103, 107 y 108, fracciones I, II, IV y V; BME: Bases 6.5 y 9.9; Manual de Costos de Oportunidad: Capítulos 4 y 5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 3.6 y 3.7; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.2, inciso (a), fracción (xxiii), 2.3.5, inciso (a), fracción (xv), 2.4.3, inciso (h) y 7.3.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019*

Recomendaciones de la sección 2.1.2.2. PML y la saturación de enlaces de transmisión en las GCR NOR, NTE y NES

4. La saturación de los enlaces de las GCR NOR, NTE y NES de forma simultánea, provoca el desacoplamiento de precios de las GCR NOR, NTE y NES con el resto del SIN. Lo anterior provoca a su vez la competencia por despacho entre UCE nuevas con tecnología CC y FV y el embotellamiento de energía en esta GCR, por lo que impacta a la baja en los PML. Se recomienda establecer mesas de trabajo interinstitucionales con la participación de la SENER, el CENACE, la CRE y el MIM para discutir y evaluar las soluciones al problema de embotellamiento de energía, en consideración de la política energética con visión de largo plazo para el sistema eléctrico, los problemas técnicos actuales y futuros, así como las soluciones tecnológicas o de rediseño de las Reglas del Mercado. Las mesas de trabajo pueden seguir una agenda para la toma decisiones con base en soluciones:
    - De corto plazo, que permitan elevar los límites de transmisión sin necesidad de grandes inversiones en activos físicos en la red, como la sintonización de parámetros de los sistemas estabilizadores de potencia y sistemas de exitación de la generación convencional en la zona.[4]
    - De mediano y largo plazo, para resolver el problema de transmisión, así como otros enlaces o posibles límites que puedan prevenir la exportación de energía desde las GCR NOR, NTE y NES hasta el resto del SIN.

Marco regulatorio: LIE: artículos 11, fracciones I, III, V y XIII, 12, fraccione XXIII y XLII, 14, 15, 94 y 108, fracción XIV.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.*

Recomendaciones de la sección 2.1.2.3. Saturación de los enlaces de transmisión en la GCR ORI y sus efectos en la GCR PEN

5. Se observaron cambios importantes en la frecuencia de saturación de los enlaces de transmisión de la GCR ORI. En el caso de los enlaces ORI-NES y Malpaso B, se debió a la reducción en sus límites de transmisión, o la definición de nuevos enlaces de transmisión, como el enlace Ixtepec–Juile. La decisión de modificar estos límites de transmisión o definir nuevos enlaces puede provocar un alza en los PML y en los costos de producción de energía eléctrica en el SIN. Se recomienda que la CRE solicite al CENACE los estudios eléctricos donde se justifiquen los cambios en la definición de enlaces de transmisión de la GCR ORI, de conformidad con los criterios de Confiabilidad que se establecen en el Código de Red. Lo anterior, con la finalidad de contar con la información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la actuación del CENACE, de conformidad con los numerales 2.3.2 y 2.3.3 del Manual de Vigilancia del Mercado.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones XI y XXXVII, 26, 27, 94, 95 y 108, fracciones I, II, IV y XIII; BME: Bases 18.1.2, 18.3.1, inciso (a), (b), (e); Manual de Vigilancia del Mercado: numerales	*Primera emisión: junio de 2020.*

[4] Para más información, consultar la sección 2.1.2.1 del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf

2.3.2, inciso (a), fracciones (i) y (ii), 3.2.5 y 3.2.6; Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN (Código de Red): 4.

Recomendaciones de la sección 2.1.2.4. Restricciones de generación RN e HI del 9 al 11 de noviembre

6. Se observó que el CENACE llevó a cabo un ajuste manual para restringir la generación RN. En las simulaciones realizadas en el software del CENACE que ejecuta el modelo AU-MDA, se confirmó que el modelo lograba una solución factible (en la que no se violaban las restricciones del modelo); además de que los ajustes se realizaron por el Operador sin considerar el factor de sensibilidad de los nodos en relación con las licencias de transmisión. Se recomienda que el CENACE no realice ajustes manuales a la solución del AU-MDA cuando este modelo alcance soluciones factibles que no pongan en riesgo a la Confiabilidad del sistema, debido a que puede implicar soluciones subóptimas.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 101, 104, 107 y 108, fracciones I, II, IV y V; BME: Base 6.1.	*Primera emisión: julio de 2018.*

7. Los fenómenos hidrometeorológicos en la cuenca del río Grijalva provocaron la reacción del CENACE para el manejo de los embalses. Las acciones tomadas incluyeron la modificación de los montos máximos y mínimos diarios que pueden ser utilizados por el despacho económico, y la modificación de los Costos de Oportunidad de la generación HI. La primera de estas acciones logra el cometido de limitar las opciones que tiene la optimización económica para la utilización de agua durante el MDA. No obstante, de acuerdo con el Manual de Costos de Oportunidad, el concepto de Costo de Oportunidad se refiere al valor económico del agua en el futuro de mediano plazo (hasta 36 meses), por ejemplo, durante el siguiente estiaje, con posibles modificaciones durante la planeación operativa de corto plazo (7 días). Por tales motivos se recomienda que:
   - La CRE solicite al CENACE presentar la siguiente documentación:
     i. La justificación por la cual se realizó el cambio en el requerimiento de la RREG del 9 al 11 de noviembre de 2020;
     ii. El procedimiento utilizado para establecer los Costos de Oportunidad con el modelo de asignación de unidades y coordinación hidrotérmica utilizado en el AU-HE, y
     iii. El procedimiento utilizado para modificar los Costos de Oportunidad durante la planeación de Corto Plazo y ante eventos hidrometereológicos como los ocurridos en octubre y noviembre de 2020.
   - El CENACE emita y publique el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, en el que se establezcan las metodologías de cálculo para los requerimientos de Servicios Conexos.*

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95,99, 101, 103, 107 y 108, fracciones I, II, IV y V; BME: Bases 6.5 y 9.9; Manual de Costos de Oportunidad: Capítulos 4 y 5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 3.6 y 3.7; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.2, inciso (a), fracción (xxiii), 2.3.5, inciso (a), fracción (xv), 2.4.3, inciso (h) y 7.3. **Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX, XI; 94, 95 y 107, fracción III; BME: Base 1.5.5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numeral 6.16.1, incisos (b) y (c); Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: numerales 2.2.4, inciso (c) y 2.2.8.*	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.* **Primera emisión: abril de 2018.*

8. La forma en que el CENACE establece los Costos de Oportunidad no está debidamente documentada. Aparentemente, el incremento en los Costos de Oportunidad de la generación HI del 9 al 11 de noviembre

de 2020 contribuyó a restringir el turbinado de las CE ubicadas en cuenca del río Grijalva; sin embargo, los costos no definieron correctamente su valor económico. Con base en lo anterior, se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo con el CENACE para que el Operador explique tanto los modelos que emplea actualmente en el MDA para determinar los Costos de Oportunidad, como las diferencias en las características técnicas en comparación con lo establecido en el numeral 3.6.2, inciso (c), del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo y el numeral 4.2.1, inciso (c) del Manual de Costos de Oportunidad. Lo anterior con el fin de generar un plan de transición entre la forma de operación actual y la establecida en las Reglas del Mercado.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 101, 103, 104, 107 y 108 fracciones I, II, IV y V; BME: Bases 6.5 y 9.9; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numeral 3.6; Manual de Costos de Oportunidad: numeral 4.2; Manual de Vigilancia del Mercado: numeral 2.3.2, inciso (a), fracción (xxiii), 2.3.5, inciso (a), fracción (xv), 2.4.3, inciso (h) y 7.3.	*Primera emisión: junio de 2019.*

Recomendaciones de la sección 2.1.2.5. Afectación en el suministro eléctrico en la operación en Tiempo Real del 28 de diciembre

9. El 28 de diciembre de 2020, en el SIN se presentó la salida de dos líneas de transmisión de 400 kV. Se presume que la salida de la segunda línea derivó en oscilaciones de potencia y la sucesiva desconexión no programada de 9,262 MW de generación y una afectación de carga de alrededor de los 8,696 MW. Con base en lo anterior se recomienda que la CRE solicite al CENACE un reporte que considere el análisis de toda la información disponible para el Operador (incluyendo, por ejemplo, los datos capturados por las Unidades de Medición Fasorial [PMU, por sus siglas en inglés] instalados en el SIN) y que recree la secuencia del evento mediante las herramientas de análisis eléctricos (principalmente estabilidad transitoria y de pequeña señal), con la finalidad de evaluar las protecciones involucradas con la salida de operación de las líneas de transmisión y de las UCE afectadas, así como poder plantear los ajustes necesarios para reducir los impactos ante la ocurrencia de otra Contingencia en los enlaces que fueron afectados (o cualquier otros enlace de similar configuración física y topología eléctrica), considerando por ejemplo, el diseño e implementación de EAR, ajustes en la protecciones, sintonización de los esquemas de control de los Estabilizadores de los Sistemas de Potencia y los Reguladores Automáticos de Voltaje (PSS y AVR por sus siglas en inglés), ajustes en los programas de mantenimiento, redefinición de los límites de transmisión, etc. En el análisis del evento, se recomienda identificar y en su caso, ajustar los siguientes parámetros:
    i. Tiempo de liberación de las fallas en las líneas de transmisión entre las Subestaciones Lajas y Güémez.
    ii. Revisar las protecciones que operaron en la salida de servicio de las líneas de transmisión afectadas y en su caso ajustarlas.
    iii. Revisar, y en caso de ser necesario, reajustar las protecciones de baja y alta frecuencia de las UCE que salieron de servicio por dicha razón con el objetivo de observar si se dio cumplimento a lo establecido en el Código de Red;
    iv. Confirmar si existieron oscilaciones de potencia no amortiguadas; en caso afirmativo, identificar las UCE o grupo de UCE, para revisar y en caso de ser necesario, reajustar la sintonización de parámetros tanto de los Sistemas de Excitación, como de los Estabilizadores de los Sistemas de Potencia, en las UCE que se han identificado con problemas de bajo amortiguamiento.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 101, 104, 107 y 108, fracciones I y II; BME: Bases 6.1, 6.2 y 6.3; Manual Regulatorio de Coordinación Operativa (Código de Red): numeral 3.3, inciso (c) y (f); Manual Regulatorio de Planeación del SEN (Código de Red): numeral 3.5.6.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020.*

Recomendaciones de la sección 2.2.1. Panorama General de la Evolución y Desempeño del BCA

10. El proceso actual por el cual son modeladas las importaciones en el MDA y en el MTR difieren entre sí, ya que para el caso del MDA las importaciones son programadas con Oferta de Venta económica y pueden marginar en el mercado. En cambio, en el MTR las importaciones son evaluadas como un flujo fijo sin precio conforme al numeral 6.9.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones. Sin embargo, el PML se define por una corrida de precios (MTR Ex-post) que carece de lineamientos. Actualmente el MTR Ex-post no toma en cuenta el precio de la oferta ($/MWh), lo cual imposibilita que éstas puedan marginar. Ese evento tiene como consecuencia que las importaciones en el MTR, dada su condición, depriman el PML y se genere una diferencia de precios significativa entre el MDA y el MTR. Se recomienda que el CENACE incluya el precio ofertado desde el MDA en el software de MTR Ex-post para las ofertas de importación en el MTR.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 96, 107 y 108, fracciones II y IV; BME: Bases 1.5.5 y 10.5.3, inciso (a); Manual de Importaciones y Exportaciones: numerales 6.2 y 6.9.	*Primera emisión: septiembre de 2020.*

11. De acuerdo con el numeral 6.7.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones, los programas de importación que representa el Generador de Intermediación (GI) no son considerados dentro del MDA, sino que únicamente se modela su carga asociada. Por otro lado, en el MTR los programas de importación son tomados como inyecciones de energía fija sin precio. Esta condición provoca que las importaciones en el MTR desplacen una proporción del despacho de las UCE que ya habían sido asignadas en el MDA, además de contribuir a la divergencia de precios entre ambos mercados. En este sentido, se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo donde participe el CENACE y el MIM para discutir y evaluar de qué manera las transacciones internacionales del GI deban ser programadas en el MDA.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX, X y XI, 94, 95, 96, 104 y 108, fracciones II y III; BME: Bases 1.5.5 y 10.8; Manual de Importaciones y Exportaciones: numerales 6.6, 6.7 y 6.11.	*Primera emisión: septiembre de 2020.*

Recomendaciones de la sección 2.2.2.1. Precios negativos e inflexibilidad operativa del BCA

12. Los parámetros correspondientes a los tiempos mínimos de paro, arranque y operación, así como los LDEMín, son altos en las UCE de Oferta de Venta TE del BCA. Esto limita la capacidad de respuesta del BCA ante cambios rápidos en la demanda e implica que se generen excedentes de energía consistentemente. La falta de flexibilidad operativa en el BCA es un problema recursivo debido a que el alcance temporal del AU-MDA es de un Día de Operación (24 horas). Dado que las UCE tienen tiempos mínimos de operación y paro que cumplir, la asignación del MDA genera compromisos con el día siguiente, situación que puede derivar en una solución subóptima. De acuerdo con lo anterior, se recomienda que la CRE defina los lineamientos generales que debe aplicar la UVM a fin de autorizar a terceros expertos para la práctica de auditorías, peritajes u otros medios que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de los activos de los PM. De esta forma, los PM podrán presentar anualmente la actualización de dichos parámetros como lo establece el Manual de Vigilancia del Mercado en el numeral 5.2.1,

garantizando la validación y precisión en los valores de referencia sometidos por los PM y que son utilizados por el CENACE para evaluar las ofertas.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12 fracciones IX, XI y XII, 95, 96, 100, 104, 105 y 108, fracciones II, XII; BME: Bases 18.1.5, incisos (a),y (b), 18.2.1, 18.3.1 incisos (f), (g), (j), (k), 18.3.4 y 18.5; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (c), fracción iii, 2.3.2, inciso (b), fracción xv, 5.2.1, 5.3 y 5.4.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

13. El alcance del proceso del MDA es insuficiente para optimizar las UCE con tiempos mínimos de operación y paro cercanos a 24 horas, puesto que por diseño su horizonte de tiempo es de un Día de Operación. Sin embargo, el proceso de AU-HE resuelve esta condición al tener un horizonte de tiempo de siete Días de Operación, lo cual tendría como efecto una mejor asignación de estas UCE al considerar la condición de falta de flexibilidad operativa. Se recomienda que el CENACE implemente el proceso de AU-HE contemplado en la Base 9.9 de las BME.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 99, 101, 104, 107 y 108, fracciones IV, V y VI; BME: Base 9.9; Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 1.3.1, 1.3.2, 1.3.34, 2.4.1 inciso (a), 3.6 y 3.7.	*Primera emisión: junio de 2020.*

Recomendaciones de la sección 2.3.2.1. Diferencias atípicas en el precio de la RREG entre el MDA y el MTR

14. La divergencia entre el diseño del MTR de acuerdo con las Reglas del Mercado y el esquema de operación mediante el MTR Ex–post, genera ineficiencias en el mercado, reflejadas en las diferencias en los precios de los Servicios Conexos entre el MDA y el MTR. Se recomienda que el CENACE comunique a la CRE el estado de avance de la implementación del MTR en lazo cerrado (con la retroalimentación entre sus módulos AU-TR, DERS-MI y DERS-I) y proporcione una hoja de ruta de los tiempos y etapas requeridos para la transición lógica y expedita del MEM de conformidad con las Reglas del Mercado. La transición debe contemplar que las instrucciones de asignación y despacho, así como los precios resultantes de estos módulos, sean vinculantes para la operación y liquidación del MTR, ya que a pesar de que el AU-TR y DERS-MI se encuentran en operación, sus precios resultantes no son vinculantes. Este plan de transición y hoja de ruta pueden ser públicamente discutidos con los PM, como es la práctica en otros mercados eléctricos internacionales.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 99, 101, 104, 107 y 108, fracciones I, II, IV y V; BME: Bases 10.1 y 10.3; Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 2.1.13, 2.2.1, inciso (d), 2.4.1, inciso (d) y Capítulo 6.	*Primera emisión: septiembre de 2019.*

Recomendaciones de la sección 3.6. Causas que aumentan la brecha entre los precios del MDA y el MTR

15. La disparidad entre el diseño del MTR, de conformidad con las Reglas del Mercado y el esquema de operación mediante el MTR Ex–post, genera ineficiencias en el mercado. Se recomienda que el CENACE comunique a la CRE el estado de avance de la implementación del MTR en lazo cerrado (con la retroalimentación entre sus módulos AU-TR, DERS-MI y Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo [DERS-I]) y proporcione una hoja de ruta de los tiempos y etapas requeridos para la transición lógica y expedita del MEM de conformidad con las Reglas del Mercado. La transición debe contemplar que las instrucciones de asignación y despacho, así como los precios resultantes de estos módulos, sean vinculantes para la operación y liquidación del MTR, ya que a pesar de que los modelos AU-TR y DERS-MI se encuentran en operación, sus precios resultantes no son vinculantes. Este plan de

transición y hoja de ruta pueden ser públicamente discutidos con los PM, como es la práctica en otros mercados eléctricos internacionales.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 101, 104, 107, 108, fracciones I, II, IV y V; BME: Bases 10.1 y 10.3; Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 2.1.13, 2.2.1, inciso (d), 2.4.1, inciso (d) y Capítulo 6.	*Primera emisión: septiembre de 2019.*

16. Existen diferencias en los criterios de ejecución entre el MDA y el MTR Ex–post que tienen impacto en la diferencia de precios. Entre estos criterios se registran la relajación de reservas, relajación de los límites de transmisión, el cambio en la disponibilidad de generación y el uso de la generación hidroeléctrica. Considerando lo anterior, se recomienda que el CENACE documente los procesos de ejecución de cada uno de los modelos por los que se llevan a cabo los procesos de mercado del MECP, a fin de aumentar la transparencia y reducir la incertidumbre en los PM del MEM. Esta documentación puede realizarse mediante el uso de Guías Operativas para disposición de los PM.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 101, 104, 107 y 108 fracciones I, II, IV y V; BME: Capítulo 6; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: Capítulos 4 y 6.	*Primera emisión: julio de 2018*

17. La diferencia en el criterio de relajación de reservas entre el MDA y el MTR Ex–post tiene un impacto distinto en los precios de cada proceso, ante condiciones de escasez de capacidad de generación; sin embargo, las Reglas del Mercado hacen hincapié que el proceso debe ser idéntico. Se recomienda que el CENACE proponga e implemente en el MDA y en el MTR una curva de demanda de reservas idéntica, de conformidad con la Base 10.4.5 inciso (c) de las BME. Para la determinación de la curva de demanda de reservas, el CENACE puede realizar simulaciones del MDA y el MTR, a fin de que con ello se garantice lo siguiente:
    - El uso de la totalidad de las capacidades disponibles para ofrecer los Servicios Conexos, sujeto a los parámetros operativos y obligaciones normativas, antes de la relajación de reservas, de conformidad con el artículo 104 de la LIE;
    - La Confiabilidad del sistema, de conformidad con el Código de Red;
    - La co-optimización de la energía y las reservas, para mantener la correcta relación de precios en función de la calidad de los productos y se consideren los factores de penalización para la señalización correcta antes escenarios de escasez, de conformidad con la Base 9.1.8, inciso (b) de las BME.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 96, 99, 101, 104, 107 y 108, fracciones II y IV BME: Bases 9.1.8, inciso (b) y 10.4.5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 1.3.7, 3.7.6 inciso (d) y 5.3.5 inciso (d); Manual Regulatorio de Coordinación Operativa (Código de Red): numeral 3.3, incisos (c) y (f); Manual Regulatorio de Planeación del SEN (Código de Red): numeral 3.5.6.	*Primera emisión: agosto de 2018.*

Recomendaciones de la sección 4.1.1. Falta de liquidación de Servicios Conexos en el MTR

18. La falta de liquidación de reservas en el MTR implica una ineficiencia en el mercado y retira los incentivos a los PM de ofertar estos productos, ya que no hay un estímulo económico por las reasignaciones en Tiempo Real y los precios del MTR Ex – post solo son indicativos porque no tienen efectos en la liquidación de reservas. Existe evidencia de despachos realizados en Tiempo Real con el objetivo de transformar energía en reservas, lo que involucra que las UCE incumplan con sus compromisos adquiridos en el MDA

y no tengan una compensación por esta reasignación en el MTR. Se recomienda que la CRE y el CENACE se coordinen para alinear el proceso de la doble liquidación a los PM por el concepto de reasignación y precio de los Servicios Conexos en el MTR, de conformidad con los numerales 6.1.7, 6.8.10 inciso (c), 6.8.12 inciso (b), 6.8.14 y 6.8.16 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, y la Base 10.4.3 de las BME. Para lo anterior, el CENACE puede tomar en cuenta la reasignación del DERS-MI y el registro de asignación de la RREG del PI-System, y determinar el precio de las reservas para la liquidación del MTR como el máximo entre el precio de las simulaciones ex-post (precios del MTR) y el calculado de conformidad con la Base 10.4.3 de las BME, hasta que determine que los precios del DERS-MI puedan ser utilizados para su liquidación.

Marco Regulatorio: LIE: artículos 12, fracción IX, 94, 95, 96, 98, 99, 100, 107 y 108, fracciones IV, V, VI y VII; BME: Bases 6.2.1, 6.2.3, 6.2.4, 10.4.2, 10.4.3, 17.4.1 inciso (b) y 17.4.6 inciso (b); Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 6.1.7, 6.8.10 inciso (c), 6.8.12 inciso (b), 6.8.14 y 6.8.16; Manual de Vigilancia del Mercado: numeral 2.3.1, inciso (a), fracciones (i) y (iii).	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

Recomendaciones de la sección 4.1.2. Falta de zonas de reservas

19. La unificación de zonas de reservas impide reconocer áreas donde se requiere una mayor cantidad de reservas asignadas. Si bien la condición general del sistema mejoró en 2020, la necesidad de contar con reservas locales es latente. Se recomienda que el CENACE evalúe la necesidad de establecer más zonas de reservas, así como los criterios para establecer requerimientos de reservas, de acuerdo con las necesidades y Estados Operativos del SIN, a fin de preservar la Confiabilidad. Los análisis pueden ser públicos y discutidos con los PM a fin de que se conozcan las necesidades del sistema y se abone a la transparencia tal como lo establece la Base 1.5 de las BME y el Capítulo 4 del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 96, 98, 99, 100, 107 y 108, fracciones IV, V, VI y VII; BME: Bases 9.1.8 inciso (b), fracción (ii).	*Primera emisión: mayo de 2018.*

Recomendaciones de la sección 4.1.3. Diferencias en los criterios de relajación de reservas entre el MDA y el MTR

20. La diferencia en los criterios de relajación de reservas incrementa la brecha de los PML entre ambos procesos del mercado. En el MDA la relajación a los requerimientos de reservas se realiza de forma manual y no se activa el factor de penalización, por lo que los precios del mercado no son sensibles a condiciones de escasez. En el MTR se realiza la relajación del requerimiento de reservas mediante la curva de demanda de reservas, lo cual activa los factores de penalización y provoca que los precios en este mercado sí presenten sensibilidad ante escenarios de escasez. Se recomienda que el CENACE aplique la misma curva de demanda de reservas para alinear los criterios de operación en ambos procesos del mercado, de conformidad con la Base 10.4.5 inciso (c) de las BME. El CENACE puede llevar a cabo estudios mediante simulaciones del MDA y el MTR, para evaluar el impacto de la implementación de la curva de demanda de reservas, con la finalidad de que la propuesta cumpla con las siguientes condiciones:
    - Garantizar la totalidad de las capacidades disponibles para ofrecer los Servicios Conexos, sujeto a los parámetros operativos y obligaciones normativas, antes de la relajación de reservas, de conformidad con el artículo 104 de la LIE;
    - Garantizar la Confiabilidad del sistema, de conformidad con el Código de Red;

- Garantizar la co-optimización de la energía y las reservas, para mantener la correcta relación de precios en función de la calidad de los productos y se consideren los factores de penalización para la señalización correcta antes escenarios de escasez, de conformidad con la Base 9.1.8, inciso (b) de las BME.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12 fracción XI, 94, 95, 96, 99, 101, 104, 107 y 108, fracciones II y IV BME: Bases 9.1.8, inciso (b) y 10.4.5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 1.3.7, 3.7.6 inciso (d) y 5.3.5 inciso (d); Manual Regulatorio de Coordinación Operativa (Código de Red): numeral 3.3, incisos (c) y (f); Manual Regulatorio de Planeación del SEN (Código de Red): numeral 3.5.6.	*Primera emisión: agosto de 2018.*

Recomendaciones de la sección 4.1.4. Diferencias entre el precio de la RREG y el PML

21. Los precios de la RREG mayores al PML del nodo del recurso marginal permite que se realice tanto un pago de energía como un pago por este Servicio Conexo por la misma capacidad de la UCE, lo que deriva en ineficiencias en el mercado. Este fenómeno se debe a una condición del modelo AU-MDA, donde el costo de oportunidad se calcula como el absoluto de la diferencia del PML menos el punto de despacho, lo cual impide que este sea cero cuando el PML es menor al precio de la RREG (de acuerdo con la Base 10.4.3 de las BME). Se recomienda que el CENACE aplique lo establecido en las BME donde no se permite que el precio de la RREG sea mayor al PML, solicitando a su proveedor de software que ajuste el modelo de optimización AU-MDA. Asimismo, se genere una hoja de ruta con etapas y fechas, para que sea comunicado a la CRE. Lo anterior, representaría una mejora en la eficiencia del mercado.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 96, 98, 99, 100, 107 y 108, fracciones IV, V, VI y VII; BME 10.4.3. Manual de Vigilancia del Mercado: numeral 2.3.1, inciso (a), fracciones (i) y (iii).	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

Recomendaciones de la sección 4.2. Energía Fuera de Mérito

22. Una de las causas de la EFM en 2020 fue la asignación de UCE por Confiabilidad, lo cual se reflejó en la concentración de los pagos de GSI a estas UCE en el SIN; sin embargo, el CENACE no presentó los registros sobre el detalle de estas asignaciones. Por otro lado, la Base 6.2.2 de las BME refiere que los criterios de asignación y despacho de UCE fuera de mérito se establecen en el Código de Red y sus disposiciones operativas emitidas por la CRE. Con base en lo anterior, se recomienda que:
    - La CRE solicite al CENACE la justificación técnica y económica (argumentada con lo establecido en el Código de Red) para cada una de las asignaciones por Confiabilidad durante 2020, por Sistema Interconectado y PM;
    - La CRE publique las disposiciones operativas para la asignación y despacho de UCE fuera de mérito para mantener la Confiabilidad que se señalan en la Base 6.2.2 de las BME. Dichas disposiciones deben estipular que los requerimientos del sistema deben ser públicos, con el objetivo de generar los incentivos para que los PM inviertan en activos y compitan en este rubro (tales como la inclusión de UCE FV para la previsión de potencia reactiva), lo cual reduciría los costos del mercado.*
    - La CRE emita las disposiciones administrativas de carácter general con la metodología para determinar y calcular las tarifas asociadas a los Servicios Conexos no incluidos en el MEM para el pago a Generadores a fin de que estos sean remunerados.**

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones XI y XXXVII, 94, 101, 104 y 108, fracciones II, IV y V; BME: Base 6; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (a), fracciones (i) y (iii), 2.3.2, inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii) y (iv) y 3.2.5. ** Marco Regulatorio: LIE: artículo 12, fracción XXXVII; BME: Bases 1.5.5 y 6.2.* *** Marco regulatorio: LIE, artículos 12, fracción IV, 95, 96 y 99; BME: Bases 1.5 y 10.4.4.*	*Primera emisión: marzo de 2020.* ** Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.* *** Primera emisión: julio de 2019.*

23. La asignación de UCE sin justificación aparente es la segunda causa en el incremento de la EFM en 2020 en el SIN, ya que operaron en sus LDEMín y sus PML fue menores a sus costos ofertados sin tener RR (RREG, RR10, Reserva Rodante Suplementaria [RRS]) asignadas, una asignación por Confiabilidad o ser asignable no despachable (LDEMín = Límite de Despacho Económico Máximo [LDEMáx]). De acuerdo con lo anterior, se recomienda que:
    - La CRE solicite al CENACE la justificación técnica y económica de la asignación de UCE fuera de mérito, especialmente para aquellas utilizadas para garantizar la Confiabilidad de los sistemas. Esto puede realizarse mediante un reporte semanal (dados el patrón estacional de las variables del mercado asociado a la frecuencia semanal), el cual sería utilizado para identificar áreas de oportunidad en el mercado, a fin de proponer instrumentos que minimicen el uso de EFM.
    - El CENACE implemente el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido (AU-HE) contemplado en la Base 9.9 de las BME.*

Marco Regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones XI y XXXVII, 94, 101, 104 y 108, fracciones II, IV y V; BME: Base 6; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (a), fracciones (i) y (iii), 2.3.2, inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii) y (iv) y 3.2.5. ** Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 99, 101, 104, 107 y 108, fracciones IV, V y VI; BME: Base 9.9; Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 1.3.1, 1.3.2, 1.3.34, 2.4.1 inciso (a), 3.6 y 3.7.*	*Primera emisión: marzo de 2020.* ** Primera emisión: junio de 2019.*

Recomendaciones de la sección 4.3. Desempeño de UCE con generación intermitente

24. Los desbalances en la generación intermitente suman incertidumbre en la operación confiable del sistema, debido a que el Operador del Mercado espera cierto nivel de energía, y en Tiempo Real, las condiciones pueden ser distintas, por lo cual es necesario que los PM mejoren sus pronósticos de generación. Se recomienda que el CENACE emita las siguientes disposiciones:
    - El Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, en el que se establezcan las bandas de tolerancia para desviaciones, con base en las características de cada una de las tecnologías de generación, de conformidad con el numeral 6.16.1, inciso (a) del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Esto permitirá establecer el incentivo para que los PM hagan los mejores pronósticos de generación posibles y evitar posibles penalizaciones.
    - La Guía Operativa mencionada en el numeral 6.1.2 del Manual de Pronósticos, la cual debe incluir la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de generación intermitente. Lo anterior permitiría homologar los criterios de pronósticos, así como contar con un procedimiento estándar para que los PM minimicen los errores en sus pronósticos.*

Marco regulatorio LIE: artículos 94, 95, 96, 99, 100, 104, 107 y 108, fracciones II, III, V y VII; BME: Base 1.5; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 3.1.1 y 6.16; Manual para el	*Primera emisión: abril de 2018.* ** Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.*

Desarrollo de las Reglas del Mercado: numerales 2.2.4, inciso (c) y 2.2.8. ** Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción IX, 95, 96 y 108, fracción III; BME: Bases 1.5 y 9.10.2; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: Capítulos 2 y 4; Manual de Pronósticos: Capítulo 6 y numeral 7.1.10.*	

25. La sobreoferta observada en algunos casos en los valores del AU-GC puede deberse a que los PM buscan asegurar la mayor generación en Tiempo Real; sin embargo, al ser incluidos en un modelo cuya función es mantener la Confiabilidad del SEN, pueden ocasionar que no se asignen UCE que deban ser asignadas al existir una sobreoferta de energía. Se recomienda que la UVM y el CENACE establezcan una mesa de trabajo con los PM que presenten desviaciones sistemáticas en la actualización de sus pronósticos entregados en el AU-GC para definir los criterios de aceptación o rechazo de dichas actualizaciones, con la finalidad de minimizar los desbalances físicos y posibles impactos en las finanzas de los PM.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 97, 98, 101, 104 y 108, fracciones II y IV; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: Capítulo 3; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (a), fracciones (i) y (iii) y 2.3.2, inciso (a), fracciones (i), (ii) y (iii).	*Primera emisión: marzo de 2020.*

26. La complejidad en la operación del SEN y la variabilidad en la generación de las UCE EO y FV puede causar resultados subóptimos para el mercado debido a su carácter intermitente. Se recomienda que el CENACE documente puntualmente las restricciones impuestas a los PM representantes de UCE de tecnologías intermitentes, esto permitirá dar certeza del uso óptimo de los recursos en el SEN, abonar a la transparencia y trazabilidad de las instrucciones en caso de alguna inconformidad por parte del CENACE o de los PM, así como explorar las posibles soluciones operativas considerando la operación confiable y segura del SEN.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 99, 101, 102, 107 y 108, fracciones II, IV, y V; Código de Red: Procedimiento de Reducción de Generación por Confiabilidad; Manual de Vigilancia del Mercado: numeral 2.3.5, fracción (vi).	*Primera emisión: junio de 2020.*

27. La mayor participación de la generación FV y EO exhibe la necesidad de diseñar e integrar nuevas soluciones de flexibilidad operativa para el SEN. En este sentido, se recomienda que:
    - La CRE, con apoyo del CENACE, lleve a cabo la identificación de los productos y servicios que requiere el SEN para incrementar su flexibilidad operativa, con base en los costos, nivel de efectividad y escala de tiempo para su implementación, y con la finalidad de establecer las medidas tendientes a garantizar las condiciones de Confiabilidad y Seguridad.
    - La CRE desarrolle, actualice y emita las disposiciones administrativas de carácter general sobre los recursos de Demanda Controlable, Generación Distribuida, Redes Eléctricas Inteligentes, almacenamiento y Servicios Conexos, con base la identificación de los productos y servicios que requiere el SEN para incrementar su flexibilidad operativa.*
    - La CRE emita las disposiciones administrativas de carácter general con la metodología para determinar y calcular las tarifas asociadas a los Servicios Conexos no incluidos en el MEM para el pago a Generadores a fin de que estos sean remunerados.**

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción XI, 94, 95, 96, 99, 104, 107 y 108, fracciones II, III y IV; BME: Bases 1.5, 6.2 y 10.4; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: Capítulos 2, 3 y 4;	*Primera emisión: septiembre de 2019.* **Primera emisión: septiembre de 2019.* ***Primera emisión: marzo de 2020.*

Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (b), 2.3.2, inciso (b) y 2.3.5, inciso (b). **Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones XI, XXXVII y XXXVIII, 94, 95, 96, 99 y 108, fracciones II, III y IV; BME: Base 1.5; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: Capítulos 2, 3 y 4.* ***Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción IV, 94, 95, 96 y 99; BME: Bases 1.5 y 10.4.4.*	

Recomendaciones de la sección 4.4. Análisis de las diferencias de carga entre el MDA y el MTR

28. Los errores de los pronósticos que llevan a cabo los diferentes PM son una de las causas de la brecha entre la carga programada en el MDA y la que ocurre en Tiempo Real. Una sobrestimación del pronóstico de carga en el MDA respecto a los resultados del MTR provoca que se asignen más UCE que no son necesarias en Tiempo Real. Cuando se sobreestima la carga en el MDA, los PML de este proceso de mercado son mayores que los del MTR, lo que genera una brecha negativa de dichos precios. Por el contrario, una subestimación en la carga del MDA provoca que los precios del MTR sean más altos que los del MDA porque el CENACE tiene que conseguir la generación faltante en Tiempo Real. Se recomienda que el CENACE:
    - Emita la Guía Operativa mencionada en el numeral 5.1.2 del Manual de Pronósticos, la cual debe incluir la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de la Demanda. Lo anterior permitiría homologar los criterios de pronósticos para todas las GCR y contribuirá a minimizar los errores de pronóstico para acercarse al estándar internacional (+/-3 %), así como contar con un procedimiento estándar para que los PM minimicen los errores en sus pronósticos.
    - Establezca una mesa de trabajo entre el CENACE y la CRE para definir una estrategia de acciones y herramientas que permitan mejorar el pronóstico de los PM.*

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción IX, 95, 96 y 108, fracción III; BME: Bases 1.5 y 9.10.1; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: Capítulos 2 y 4; Manual de Pronósticos: Capítulo 5 y numeral 7.1.10. **Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 96, 101, 104 y 107, fracción V; BME: Base 9.10; Manual de Pronósticos: Capítulo 5 y numeral 7.1.10.*	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.* **Primera emisión: marzo de 2019.*

Recomendaciones de la sección 4.5. Transacciones Internacionales

29. Las restricciones al neteo contempladas en el Manual de Importaciones y Exportaciones pueden generar desequilibrios por las asignaciones ineficientes y provocar que los PML se incrementen. Por ello se recomienda que el CENACE reactive las sesiones del Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado (CCRAM) para llevar a cabo el análisis de las modificaciones al Manual de Importaciones y Exportaciones, para que se permita la asignación de programas de compra y venta que se compensen entre sí, con la finalidad de permitir el neteo y hacer un uso óptimo de la capacidad de transmisión.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción IX, 94, 95, 99, 101, 107, 108, fracciones II y III; BME: Base 1.5; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: Capítulos 4, 5 y 6.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

30. Durante 2019 y 2020 las desviaciones por PM estuvieron por debajo del límite máximo por mes calendario establecido de 2,400 MWh en el numeral 7.2.6 inciso (b) subinciso (ii) del Manual de Importaciones y Exportaciones, con excepción de agosto de 2020, cuando el PM173, considerando conjuntamente sus

incumplimientos en el SIN y el BCA, no entregó 2,504 MWh de energía, de los cuales 2,051 MWh fueron incumplimientos en el BCA, monto suficiente para implicar afectaciones a la Confiabilidad en ese sistema. Por lo tanto, se recomienda que la CRE realice una Propuesta de Modificación al Manual de Importaciones y Exportaciones, para actualizar el límite de desviaciones que permita penalizar a los PM de acuerdo con el volumen de transacciones, en caso de que no cumplan en Tiempo Real con las importaciones o exportaciones asignadas en el MDA, tal que las mismas no impliquen afectaciones a la Confiabilidad del sistema.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12 fracción IX, 95, 96, 108 fracción III; BME: Base 1.5; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: Capítulo 4; Manual de Importaciones y Exportaciones: numeral 7.2.6.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

31. En el MDA las ofertas de importación se toman con el precio presentado por el PM y en el MTR se consideran como programas fijos sin precio (no se optimizan), en consecuencia el PML del MTR es menor al PML del MDA. Por ello se recomienda establecer una mesa de trabajo donde participe el CENACE y la CRE para discutir y evaluar de qué manera las transacciones internacionales deban ser consideradas o evaluadas en el MDA y el MTR.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 96, 107 y 108, fracciones II y IV; BME: Bases 1.5.5 y 10.5.3, inciso (a); Manual de Importaciones y Exportaciones: numerales 6.2 y 6.9.	*Primera emisión: septiembre de 2020.*

Recomendaciones de la sección 4.6. Flexibilidad operativa en el SEN

32. Las UCE TG que presentan LDEMín igual al LDEMáx no son susceptibles de marginar en el mercado, lo que podría tener un impacto en la recuperación de los costos de los PM en el MEM, en la asignación de dichas UCE (tanto para potencia como para reservas). Se recomienda que la CRE lleve a cabo las acciones necesarias para que, en la Segunda Etapa del MEM, el CENACE realice una corrida de despacho y una corrida de precios en cada uno de los programas de despacho del MECP, de manera que el modelo de precios tome a las unidades con carga fija (potencia máxima igual a potencia mínima) como despachables entre cero y la potencia máxima, de acuerdo con lo contemplado en las Base 9.1.9, inciso (d), fracción (iv) de las BME.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX y XI, 94, 95, 96 y 108, fracciones III y IV; BME: Bases 1.4 y 9.1.9, inciso (d), fracción (iv); Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii), y (iv) y 2.3.2, inciso (a), fracción (i).	*Primera emisión: septiembre de 2020.*

33. En el SEN se observó menor flexibilidad operativa de las UCE en comparación con referencias internacionales; esto crea costos adicionales por la asignación no eficiente de UCE con altos LDEMín. Las Reglas del Mercado no contienen una metodología para corregir ofertas que reducen la flexibilidad de las UCE más allá de la verificación de los Parámetros de Referencia, por lo que no existen incentivos económicos para inducir al PM a ofertar parámetros técnicos más flexibles. Se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo con el CENACE para la implementación de elementos de la Segunda Etapa del MEM como son la separación de los servicios de Regulación Secundaria al alza y baja, así como una Curva de Demanda de Reservas con metodologías de formulación de precio enfocada en incentivar la flexibilidad operativa de los PM y sus recursos.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX y XI, 94, 95, 96 y 108, fracciones III y IV; BME: Bases 1.4, 10.4.1, inciso (a), fracción (i) y 10.4.5; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1,	*Primera emisión: septiembre de 2019.*

inciso (a), fracciones (i), (ii) y (iii), y (iv), 2.3.2, inciso (a), fracción (i) y 2.3.5, inciso (a), fracción (i).

34. Las Ofertas de Venta que contienen valores distintos a sus Parámetros de Referencia pueden estar infringiendo la obligación de ofertar la totalidad de sus capacidades si no existe una justificación técnica aparente. La asignación de estas Ofertas de Venta significa una pérdida en la eficiencia de la optimización que realiza el CENACE, puesto que se resta flexibilidad operativa al sistema, especialmente en el caso de UCE térmicas. Por lo anterior, se recomienda que la CRE solicite al CENACE un informe en el que señale el motivo de aceptación de las Ofertas de Venta que contienen valores que no correspondan a sus Parámetros de Referencia, considerando que estas debieron ser rechazadas y, en su lugar, el CENACE debió establecer una oferta por omisión de acuerdo con el procedimiento de Validación de Ofertas de Venta del numeral 2.5 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones XI y XII, 104y 108, fracciones VI y XII; BME: Base 9.1.6; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 2.5 y 2.10; Manual de Vigilancia del Mercado: Capítulo 6.	*Primera emisión: marzo de 2019.*

35. Las UCE con tiempos mínimos de operación y paro igual o mayor a 24 horas, no pueden ser optimizadas en el modelo del MDA. No obstante, el proceso de AU-HE resolvería esta condición al tener un horizonte de tiempo de siete Días de Operación, lo cual tendría como efecto una mejor asignación de estas UCE al considerar la condición de falta de flexibilidad en su operación. Por ello, se recomienda que el CENACE implemente el proceso de AU-HE contemplado en la Base 9.9 de las BME.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 99, 101, 104, 107 y 108, fracciones IV, V y VI; BME: Base 9.9; Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo: numerales 1.3.1, 1.3.2, 1.3.34, 2.4.1 inciso (a), 3.6 y 3.7.	*Primera emisión: junio de 2019.*

36. El incremento en la oferta de los LDEMín, la falta de consistencia entre las capacidades ofertadas y de referencia en las reservas y el incremento en los tiempos mínimos de operación (los cuales dependen de los Parámetros de Referencia), son consecuencias por la falta de actualización de la información de costos y capacidades de las UCE con la que cuenta el CENACE. Contar con esa información significaría una asignación más eficiente de las UCE, y por lo tanto, una mejora en la flexibilidad operativa del SEN. En este sentido, se recomienda que la CRE emita, de conformidad con el numeral 5.4 del Manual de Vigilancia del Mercado, los lineamientos generales que debe aplicar la UVM a fin de autorizar a terceros expertos la práctica de auditorías, peritajes u otros medios que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de los activos de los PM. De esta forma, los PM podrán presentar anualmente la actualización de dichos parámetros como lo establece el Manual de Vigilancia del Mercado en el numeral 5.2.1, garantizando la validación y precisión en los valores de referencia sometidos por los PM y que son utilizados por el CENACE para evaluar y asignar las ofertas.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX, X, XI y XII, 95, 96, 100, 104, 105 y 108, fracciones II y XII; BME: Bases 18.1.5, incisos (a),y (b), 18.2.1, 18.3.1 incisos (f), (g), (j), (k), 18.3.4 y 18.5; Manual de Vigilancia del Mercado: numerales 2.3.1, inciso (c), fracción (iii), 2.3.2, inciso (b), fracción (xv) y 5.4.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

Recomendaciones de la sección 5.4. Mercado para el Balance de Potencia

37. Los resultados preliminares obtenidos para el MBP 2020 y su comparación con los obtenidos para años anteriores muestran algunas ineficiencias en el diseño del MBP. Las señales aportadas indican la

necesidad de buscar un rediseño de este mercado. La existencia de una Zona de Potencia (ZP) única para el SIN no permite que el MBP evidencie las carencias del sistema de transmisión, escondiendo así la necesidad de inversión para garantizar la operación confiable del SEN. Por lo anterior, se recomienda que el CENACE realice el análisis necesario para determinar las Horas Críticas y el número de ZP que requiera el SIN, y en su caso, dividir este sistema en tantas ZP como sea necesario, de acuerdo con lo establecido en los numerales 2.3.4, 3.4.1 y el Capítulo 4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia y lo establecido en la Base 11.1.3 de las BME.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 96, 108 fracción III; BME: 11.1.3; Manual de Mercado para el Balance de Potencia: 2.3.4, 3.4.1.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

38. La metodología actualmente utilizada para calcular el Precio Neto de Potencia (PNP) provoca condiciones de volatilidad en la determinación de los resultados del MBP, gracias a la mezcla de señales y variables de largo plazo, como los CFNTGR, y variables de corto plazo, como los IMTGR del año anterior. Se proponen dos alternativas para afrontar este problema:
    - Que para estimar los IMTGR, el CENACE tome como base un valor de largo plazo a futuro. Por ejemplo, un promedio móvil de los ingresos pasados o pronosticados de un número de años, de manera que los IMTGR reflejen un costo de largo plazo. Este enfoque es utilizado al menos en tres mercados analizados de los EUA: Compañía de Confiabilidad (PJM, por sus siglas en inglés), el Operador Independiente del Sistema de Nueva York (NYISO, por sus siglas en inglés) y el Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra (ISO-NE, por sus siglas en inglés).
    - Otro posible camino para estimar la IMTGR podría ser CENACE tome como base el promedio de los ingresos reales de una UCE que utilice la tecnología de referencia para cada zona de potencia, para garantizar que estos ingresos reflejan la realidad del sistema eléctrico.

Marco regulatorio: LIE: artículos 94, 95, 96 y 108, fracción III; BME: Base 1.5.5; Manual del Mercado para el Balance de Potencia: numeral 11.3.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

39. La discrepancia en la definición de tipo de reservas entre el MBP y el MECP, en particular la definición de Disponibilidad de Producción Física Horaria para UCE firmes, dificulta que el MBP pueda dar la señal de mercado necesaria para garantizar inversión en activos que facilite la operación en tiempo real del sistema, dificultando así la labor del Operador, toda vez que las señales de mercado equivocadas pueden incrementar el riesgo de cortes de energía durante la operación en Tiempo Real. Por ello se recomienda que la CRE realice una Propuesta de Modificación al Manual del Mercado para el Balance de Potencia para actualizar los conceptos de la fórmula utilizada para el cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria para UCE firmes en el MBP, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.3.5 inciso (a) de ese Manual, que establece que una UCE no disponible en el MDA podrá ser considerada como disponible en el MTR cuando su tiempo de notificación más tiempo de arranque, sea igual o menor a 30 minutos en congruencia con los conceptos de reservas en el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo. Este cambio asegurará que el MBP incentiva la inversión en activos que faciliten la operación confiable por parte del CENACE.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracción IX, 94, 95, 96 y 108, fracción III: BME: Bases 1.5.4 y 1.5.5; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: numeral 4.2.	*Primera emisión; Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

40. Debido a las determinaciones del CENACE, los valores de los CFNTGR han cambiado de forma significativa. Al ser de largo plazo, la variación debería ser relativamente pequeña y normalmente positiva, sin embargo, esto no es así. Por ejemplo, para el SIN, los valores cambiaron en un -12.6 % de 2016 a

2017 y 11.8 % de 2018 a 2019. Para el BCA, 23.5 % de 2018 a 2019 y en el BCS, 42 % en esos mismos años. Estos cambios se traducen en volatilidad en el PNP. El PNP debe entenderse como una penalización que los PM que representan carga deben pagar cuando los contratos bilaterales que suscriban no alcancen para cubrir sus requerimientos de Potencia. De esta forma, la volatilidad en el PNP significa peores incentivos para que los PM celebren contratos bilaterales de Potencia de largo plazo, y que estos se traduzcan en inversiones de activos capaces de proveer Potencia. Por ello, se recomienda que la CRE y el CENACE busquen una forma de estandarizar la metodología y fuentes utilizadas para estimar los CFNTGR, o modificar las Reglas del Mercado de tal manera que se limiten los cambios de los CFNTGR a la inflación oficial anual más o menos un umbral restringido, por ejemplo, el 3%. Esto brindaría mayor certidumbre al PNP y fomentaría la celebración de contratos bilaterales de Potencia de largo plazo, y que estos mismos se traduzcan en inversiones en activos capaces de proveer Potencia.

Marco regulatorio: LIE: artículos 12, fracciones IX y XI, 94, 95, 96 y 108, fracciones II y III; BME: Bases 1.5.4 y 1.5.5; Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado: numeral 4.2.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.*

Recomendaciones de la sección 5.7. Contratos de Cobertura Eléctrica

41. En noviembre de 2020, se autorizó la modificación a los Contratos Legados para el Suministro Básico (CLSB) con el objetivo de ajustar los parámetros y vigencias de las CE y así coadyuvar con el cumplimiento de las obligaciones de CCE del Suministrador de Servicios Básicos (SSB) al incrementar la cantidad de productos en los contratos, minimizar la exposición a la volatilidad de los PML y reducir las tarifas finales de suministro básico, sobre todo en una coyuntura en la que las SLP fueron canceladas y el SSB no cuenta con otro mecanismo adicional para hacer frente a sus compromisos de cobertura eléctrica. Por lo anterior, se recomienda a la SENER publicar los CLSB celebrados entre las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación y el SSB, así como los convenios modificatorios recientemente autorizados, de conformidad con los artículos 159 y 161 de la LIE, con el propósito de facilitar la transparencia de la información en el MEM que es del interés del público, para la integridad y funcionamiento eficiente del mercado y la protección de los consumidores.

Marco regulatorio: LIE: artículos 11, fracción XVI, 12, fracción XIII, 157, 159 y 161.	*Primera emisión: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020.*

1.2 ACLARACIONES DEL MANEJO DE TÉRMINOS E INFORMACIÓN UTILIZADOS EN EL REPORTE

Para efectos del presente reporte, se reservará el uso de los siguientes términos:

i. "MTR Ex-post" para hacer referencia a las simulaciones ex-post que tienen como fin calcular los precios del MTR con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en Tiempo Real. El uso del término "MTR" se refiere a las condiciones operativas en tiempo real y a los precios resultantes del MTR Ex-post.[5]

ii. "energía base" para hacer referencia a la energía proveniente de las Ofertas sin precio o con precio cero (Contratos de Interconexión Legados [CIL], No Programable [NP] y RN), así como a los Límites de Despacho Económicos Mínimos (LDEMín) (que no pueden fijar precio) de las UCE TE e HI asignadas. La "energía base" corresponde al bloque de la curva de oferta sin precio o con precio cero.[6]

iii. "capacidad neta" para hacer referencia al término Capacidad Instalada Neta del numeral 1.5.11 del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, entendida como la capacidad que resulta de restar a la Capacidad Instalada de una CE la capacidad dedicada a usos propios y cualquier carga que suministre de manera local, y que el Solicitante declarará entregar en la Solicitud correspondiente a la RNT y a las Redes Generales de Distribución (RGD).

iv. "margen de capacidad" es un indicador empleado para el monitoreo de la Confiabilidad en la operación de cada uno de los Sistemas Interconectados del SEN, y se entiende como el nivel de capacidad disponible después de suministrar la demanda y los requerimientos de reservas. Este indicador se puede expresar en valor nominal (MW) o como proporción de la capacidad ofertada o de la demanda (%). De tal manera que un margen de capacidad igual a 40 % indicaría que el 60 % restante de la capacidad se empleó para cubrir la demanda y el requerimiento de reservas. Se espera que este porcentaje sea mayor que cero para evitar cortes de energía o la relajación de los requerimientos de reserva.

[5] De acuerdo con lo referido en la disposición 7.2.3, inciso (s), del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, y la sección Mercado de Energía de Corto Plazo, inciso (n), de la Resolución que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista.

[6] Para más detalle se puede consultar dicha curva en los Reportes Diarios del MEM disponibles en: https://www.gob.mx/cre/documentos/reportes-sobre-el-desempeno-y-la-evaluacion-del-mercado-electrico-mayorista

LISTA DE ACRÓNIMOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

AU-GC	Modelo de optimización utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad
AU-HE	Modelo de optimización para la asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido
AU-MDA	Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto
AU-TR	Modelo de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real
AVM	Autoridad de Vigilancia del Mercado
AVR	Regulador Automático de Voltaje (*Automatic voltage regulator*, por sus siglas en inglés)
BCA	Sistema Interconectado Baja California
BCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
BI	Biocombustible (Tecnología)
BME	Bases del Mercado Eléctrico
BTU	Unidad Térmica Británica
CA	Carboeléctrica (Tecnología)
CAG	Control Automático de Generación
CAISO	California ISO
CC	Ciclo Combinado (Tecnología)
CCARM	Comité Consultivo de Análisis para las Reglas del Mercado
CCM	Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales
CDD	Grados/días de refrigeración (*Cooling Degree Days*, por sus siglas en inglés)
CE	Central Eléctrica
CEL	Certificados de Energías Limpias
CEN	Central
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFNTGR	Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia
CI	Combustión Interna (Tecnología)
CIL	Contratos de Interconexión Legados (Oferta de Venta)
CIONP	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia
COFECE	Comisión Federal de Competencia Económica
CLSB	Contratos Legados para el Suministro Básico
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSMS	Contingencia Sencilla más Severa
CTD	Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible
CVOM	Costo Variable de Operación y Mantenimiento
DEFH	Disponibilidad de Entrega Física Horaria
DERS-I	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo
DERS-MI	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos
DFT Legados	Derechos Financieros de Transmisión Legados
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DOF	Diario Oficial de la Federación
DPFH	Disponibilidad de Producción Física Horaria
EAR	Esquema de Acción Remedial
ECO	Evaluación de Consistencia de Ofertas
EEA	Energía Eléctrica Acumulable
EF	Empresa Filial
EFM	Energía Fuera de Mérito
ENS	Energía No Suministrada
EO	Eólica (Tecnología)
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERC	Entidades Responsables de Carga
ERCOT	Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (por sus siglas en inglés)
EUA	Estados Unidos de América
FACTS	Instalación de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, *Flexible AC Transmission System*, por sus siglas en inglés)
FOCE	Fecha de Operación Comercial Estándar
FOCO	Fecha de Operación Comercial

	Ofertada
FV	Solar Fotovoltaica (Tecnología)
GCR	Gerencia de Control Regional
GE	Geotérmica (Tecnología)
GI	Generador de Intermediación
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
GSI	Garantía de Suficiencia de Ingresos
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
HDD	Grados/días de calefacción (*Heating Degree Days*, por sus siglas en inglés)
HI	Hidroeléctrica (Oferta de Venta); Hidroeléctricas (Tecnología)
Hz	Hertz
IHH	Índice de Herfindahl-Hirschman
IM	Importaciones
IMTGR	Ingresos del Mercado de la Tecnología de la Generación de Referencia
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
ISO-NE	Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra (por sus siglas en inglés)
ITAEE	Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal
LCFE	Ley de la Comisión Federal de Electricidad
LDEMín	Límite de Despacho Económico Mínimo
LDEMáx	Límite de Despacho Económico Máximo
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques
MBP	Mercado para el Balance de Potencia
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIM	Monitor Independiente del Mercado
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MTR	Mercado de Tiempo Real
MTR Ex-post	Mercado de Tiempo Real Ex-post
MW	Megawatts
MWh	Megawatts hora
NAME	Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias
NAMINO	Nivel de Aguas Mínimas de Operación
NAMO	Nivel de Aguas Máximas Ordinarias
NES	Noreste
NOR	Noroeste
NP	No Programable (Oferta de Venta)
NTE	Norte
NU	Nuclear (Tecnología)
NYISO	Operador Independiente del Sistema de Nueva York (por sus siglas en inglés)
OCC	Occidental
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OECP	Oferta Estimada de Compra de Potencia
OEVP	Oferta Estimada de Venta de Potencia
ONP	Obligación Neta de Potencia
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
ORI	Oriental
OVP	Oferta de Venta de Potencia
PAA	Potencia Anual Acreditada
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM
PCP	Precio de Cierre de Potencia
PE	Potencia Eficiente
PEN	Peninsular
PIE	Productores Independientes de Energía
PJM	Compañía de Confiabilidad (*PJM Interconnection Limited Liability Company*, por sus siglas en inglés)
PM	Participante del Mercado
PML	Precio Marginal Local
PMP	Precio Medio de Potencia
PMU	Unidades de Medición Fasorial, por sus siglas en inglés
PNP	Precio Neto de Potencia
PPEF	Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PSS	Estabilizador de Potencia (*Power*

	system stabilizers, por sus siglas en inglés)
RAP	Requisito Anual de Potencia
RC	Reserva de Contingencia (incluye RR10, RNR10, RRS, RNRS)
RGD	Redes Generales de Distribución
RN	Renovable (Oferta de Venta)
RNRS	Reserva No Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RNR10	Reserva No Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RNT	Red Nacional de Transmisión
RO	Reserva Operativa (incluye RREG, RR10, RNR10)
RPe	Reserva de Planeación eficiente
RPm	Reserva de Planeación mínima
RR	Reserva Rodante (incluye RREG y RR10)
RR10	Reserva Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RREG	Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (Servicio Conexo o Reserva)
RRS	Reserva Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RS	Reserva Suplementaria (incluye RREG, RR10, RNR10, RRS y RNRS)
RSI	Índice de Generación Residual, (RSI, por sus siglas en inglés)
S-CEL	Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIM	Sistema de Información del Mercado
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SLP	Subasta de Largo Plazo
SMP	Subasta de Mediano Plazo
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
TBFin	Transacción Bilateral Financiera
TBPot	Transacción Bilateral de Potencia
TC	Térmica convencional (Tecnología)
TE	Térmica (Oferta de Venta)
TESL	Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad
TG	Turbogás (Tecnología)
TGR	Tecnología de Generación de Referencia
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UDIS	Unidades de Inversión
UPC	Unidades de Propiedad Conjunta
UTR	Unidades terminales remotas
UVM	Unidad de Vigilancia del Mercado
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
VDM	Valle de México
WAMS	Sistemas de monitoreo y reconocimiento situacional de amplia área (*Wide Area Monitoring System,* por sus siglas en inglés)
WTI	West Texas Intermediate
ZC	Zona de Carga
ZP	Zona de Potenci

Miembros del Monitor Independiente del Mercado

Parviz Manouchehri Adib

Rafael Alfonso Campo

Manuel Atanacio Rosario

José Adrián Avendaño Castro

Horacio Chávez Carrillo

Mario Steven DePillis, Jr.

Isael Fierros González

Karla Melissa Galván Real

Ericka García Blanquel

Julio García Pérez

Alma Angélica González Jiménez

Jorge Hernández Cortés

Adrián Hernández del Valle

Félix Francisco León Vera

Marcos Jaime Leyes Pérez

Claudia Icela Martínez García

Manuel Omar Olguín Hernández

Rubén Omar Orduño Melchor

Peter Jeffrey Palermo

Daniela Pontes Hernández

Isaac Portugal Rosas

Roberto Ramírez Hernández

Angélica Verenice Rivera Olvera

Axel Rodríguez Reséndiz

Iván Rodríguez Reséndiz

Gabriel Eduardo Roldán Alonso

Alejandro Iván Sotelo Torres

Manuel Alejandro Zamora García

ESTA international
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México

Blvd. Adolfo López Mateos No. 172-203,
Col. Merced Gómez, Deleg. Benito Juárez,
C.P. 03930, Ciudad de México
www.estainternational.com

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen II

Presentado por:

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico – México

Esta página está en blanco de manera intencional.

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen II de IV

1 de marzo de 2021

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México
Blvd. Adolfo López Mateos 172-203
Merced Gómez, 03930, Ciudad de México, MÉXICO

www.ESTAInternational.com

MARCO REGULATORIO

De conformidad con el artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE); las Bases 18.1.4, 18.3.2, 18.4.1, incisos (b) y (c) de las Bases del Mercado Eléctrico (BME); los numerales 2.1.1, 2.2.1, 2.2.4, 2.2.5, 2.3.3 inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii), (iv), (v), (viii), inciso (c), fracción (i), 2.4.2, 2.4.3, 2.4.4, 2.4.9, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 del Manual de Vigilancia del Mercado, el Monitor Independiente del Mercado (MIM) presenta el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020, en atención a las funciones y responsabilidades como Entidad de Vigilancia, en apoyo a la Unidad de Vigilancia del Mercado (UVM) y de la Autoridad de Vigilancia del Mercado (AVM).

VOLÚMENES

Debido a su extensión el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020 ha sido dividido en cuatro volumenes para facilitar su navegación y consulta.

- El **Volumen I** se compone del Resumen Ejecutivo y la Sección 1. Introducción que incluyen el Resumen de Recomendaciones y Aclaraciones del manejo de términos e información utilizados en el Reporte.
- El **Volumen II** incluye las Secciones 2. Análisis de la evolución y desempeño de los sistemas Interconectados y 3. Análisis y evolución del diseño y desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista.
- El **Volumen III** incluye las Secciones 4. Análisis de las Determinaciones del CENACE y comportamiento de los Participantes del Mercado y 5. Análisis y evaluación de otros productos y mercados;
- El **Volumen IV** incluye las Secciones 6. Información y seguimiento a indicadores del Mercado de Energía de Corto Plazo y 7. Anexos.

ÍNDICE VOLUMEN II

2 Análisis de la evolución y desempeño del MEM en los Sistemas Interconectados 30
2.1 Sistema Interconectado Nacional 30
2.1.1 Panorama General de la Evolución y Desempeño del SIN 30
2.1.2 Eventos Relevantes del SIN 52
2.2 Sistema Interconectado Baja California 140
2.2.1 Panorama General de la Evolución y Desempeño del BCA 140
2.2.2 Eventos Relevantes del BCA 163
2.3 Sistema Interconectado Baja California Sur 179
2.3.1 Panorama General de la Evolución y Desempeño del BCS 179
2.3.2 Eventos Relevantes del BCS 197
3 Análisis y Evaluación del Diseño y Desempeño del MEM 207
3.1 Niveles de concentración y competencia 207
3.1.1 Índice de Herfindahl-Hirschman 207
3.1.2 Índice de Generación Residual 208
3.2 Niveles de concentración y competencia por áreas de precio en el SIN 212
3.2.1 Comportamiento de los PML en el SIN 213
3.2.2 Identificación y caracterización de áreas de PML mediante el Análisis Clúster de tipo espacial 213
3.2.3 Cálculo del IHH por Áreas de Precio 216
3.2.4 Conclusiones 218
3.3 Cambios en los Participantes del Mercado 219
3.4 Altas y bajas en el registro de Unidades de Central Eléctrica 220
3.5 Desarrollo de las Reglas del Mercado y marco regulatorio de la Industria Eléctrica 224
3.5.1 Desarrollo de las Reglas del Mercado 224
3.5.2 Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica 225
3.6 Causas que aumentan la brecha entre los precios del MDA y el MTR 228
3.6.1 Efectos de la diferencia de los PML entre el MDA y el MTR 229
3.6.2 Diferencia entre el MTR y el MTR Ex-post 231
3.6.3 Condiciones y determinaciones que contribuyen a la diferencias entre el MDA y el MTR 237
3.6.4 Conclusiones 254
3.6.5 Recomendaciones 256

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. PML promedio diario en el MDA del SIN, 2019 y 2020 31

Gráfica 2. PML promedio diario en el MTR del SIN, 2019 y 2020 31

Gráfica 3. Energía inyectada promedio diaria en el MDA del SIN, 2019 y 2020 33

Gráfica 4. Cambio interanual del consumo de energía por trimestre y GCR en el MDA y el MTR del SIN, 2019 y 2020 34

Gráfica 5. Capacidad neta adicional que se integró por GCR al SIN, 2020 36

Gráfica 6. Curvas de oferta asignada y demanda, 12 de junio de 2019 y 26 de agosto de 2020 a la hora 17 37

Gráfica 7. Capacidad disponible promedio horaria por tipo de tecnología de las Ofertas de Venta TE en el MDA del SIN, 2019 y 2020 38

Gráfica 8. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA del SIN, 2019 y 2020 39

Gráfica 9. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA por tipo de tecnología y GCR del SIN, 2019 y 2020 40

Gráfica 10. Margen de capacidad después de reservas en la hora de menor margen diario en el MDA del SIN, 2019 y 2020 41

Gráfica 11. Generación HI asignada en mérito y fuera de mérito en el MDA del SIN, 2019 y 2020 43

Gráfica 12. Participación de las UCE marginales por tipo combustible en el MDA del SIN, 2019 y 2020 46

Gráfica 13. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible en el MDA por GCR del SIN, 2019 y 2020 47

Gráfica 14. Horas-enlaces de saturación y costo marginal de saturación promedio por GCR en el MDA del SIN, 2019 y 2020 48

Gráfica 15. Diferencia promedio semanal entre el PML del MDA y el PML del MTR en el SIN, 2020 49

Gráfica 16. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del SIN, 2020 51

Gráfica 17. Energía almacenada y generación acumulada pronosticada (curva guía), en el MDA y real de las CE HI, 2020 54

Gráfica 18. Despacho y Costo de Oportunidad por tipo de Oferta de Venta HI y PML en el MDA del SIN, 2020 56

Gráfica 19. Volumen de almacenamiento de las CE con Oferta de Venta HI pertenecientes a la cuenca del río Grijalva, enero a junio de 2020 58

Gráfica 20. Generación Hidroeléctrica de las CE HI en el MDA del SIN, 2020 60

Gráfica 21. Energía fuera de mérito de las CE HI en el MDA, 2020 61

Gráfica 22. Asignación de reservas por Oferta de Venta en el MDA del SIN, 2020 63

Gráfica 23. Precios ofertados de los Servicios Conexos por Oferta de Venta, 2020 64

Gráfica 24. Requerimiento y asignación para las RR por Oferta de Venta, 2020 65

Gráfica 25. Requerimiento y asignación para las RO por Oferta de Venta, 2020 66

Gráfica 26. Participación de la asignación de las RR, RO y RS en el requerimiento de la RS, 2020 67

Gráfica 27. Resumen de las horas de despacho de las CE HI en el MDA y Tiempo Real, 2020 68

Gráfica 28. PML promedio por GCR en el MDA y MTR del SIN, 2019 y 2020 71

Gráfica 29. Saturación de los enlaces MZD-TED, DMD-PMY o PMY-RAP, HER-SIN o PGD-EPM y PRD-TMO en el MDA, 2019 y 2020 75

Gráfica 30. Saturación en el MDA de más de un enlace de las GCR NOR, NTE y NES, 2019 y 2020 75

Gráfica 31. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace HER-SIN en el MDA, 2019 y 2020 77

Gráfica 32. Máxima demanda y generación local horaria del MDA en la zona norte de la GCR NOR, 2019 y 2020 .. 78

Gráfica 33. Costo marginal de saturación promedio horario por mes en el MDA, 2019 y 2020 79

Gráfica 34. EFM promedio mensual en el MDA de las GCR NOR, NTE, NES, CEN, ORI y OCC, 2019 y 2020 80

Gráfica 35. Generación promedio horaria asignada en el MDA y el MTR de la CE239, 2018, 2019 y 2020 88

Gráfica 36. Saturación del enlace ESA en el MDA que limita el intercambio entre las GCR PEN y ORI, 2018, 2019 y 2020 90

Gráfica 37. Demanda promedio horaria por mes del MDA en la GCR PEN, 2018, 2019 y 2020 90

Gráfica 38. Saturación de los enlaces de la GCR ORI en el MDA, 2019 y 2020 92

Gráfica 39. Exportaciones de energía en el MDA y nodo 09LBR-230, de 2019 y 2020 93

Gráfica 40. Precio máximo de oferta de exportación en el nodo 09LBR-230 del PM PM073 en el MDA, 2019 y 2020 95

Gráfica 41. Frecuencia con la que se asignaron importaciones de energía de 1 MW en el MDA y nodo 09LBR-230, 2019 y 2020 95

Gráfica 42. Flujo y límites de transmisión promedio horario por mes del enlace ORI-NES y su frecuencia de saturación mensual en el MDA, 2019 y 2020 96

Gráfica 43. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace ORI-NES en el MDA, mayo a diciembre de 2020 97

Gráfica 44. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Malpaso – Tabasco en el MDA, enero a junio de 2020 98

Gráfica 45. Saturación mensual de los enlaces Malpaso A y Malpaso B en el MDA, 2019 y 2020 99

Gráfica 46. Saturación mensual del enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD y otros con aplicación temporal, 2019 y 2020 100

Gráfica 47. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Ixtepec – Juile en el MDA, mayo a diciembre de 2020 102

Gráfica 48. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Juchitán Dos – Juile en el MDA, mayo a diciembre de 2020 102

Gráfica 49. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Matías Romero - Juile en el MDA, mayo a diciembre de 2020 103

Gráfica 50. PML promedio diario en el SIN, noviembre de 2020 105

Gráfica 51. Capacidad indisponible en el SIN, 2020 106

Gráfica 52. Generación y restricciones de RN en el MDA de las GCR NOR y NTE, noviembre de 2020 107

Gráfica 53. Flujo y límites de transmisión de la licencia Mazatlán-Tepic en el MDA, noviembre de 2020 109

Gráfica 54. Flujo y límites de transmisión de la licencia en Sonora Sur- Sinaloa en el MDA, noviembre de 2020 ... 110

Gráfica 55. Restricciones a la generación de UCE RN en el MDA, según su factor de sensibilidad respecto a la licencia en Sonora Sur- Sinaloa, a la hora 15 del 9 de noviembre de 2020 111

Gráfica 56. Restricciones a la generación RN en el MDA, del 9 al 13 de noviembre de 2020 112

Gráfica 57. PML promedio del MDA en la zona aislada por la licencia en Sonora Sur-Sinaloa, GCR NOR y NTE y resto del SIN, del 9 a 13 de noviembre de 2020 113

Gráfica 58. Generación con Oferta de Venta TE por encima de su LDEMín en el MDA de la zona aislada por la licencia en Sonora Sur - Sinaloa y GCR NOR y NTE, del 9 a 13 de noviembre de 2020 114

Gráfica 59. Nivel de precipitación mensual en Chiapas y Tabasco, 2019 y 2020 116

Gráfica 60. Bloque mínimo y máximo de energía, asignación en el MDA y Costos de Oportunidad, octubre y noviembre de 2020 118

Gráfica 61. Generación MDA y MTR y Costo de Oportunidad, octubre y noviembre de 2020 119

Gráfica 62. Generación HI de la cuenca del río Grijalva y PML promedio en el MDA y MTR, del 9 al 11 de noviembre de 2020 120

Gráfica 63. PML del SIN en las simulaciones del modelo AU-MDA, 9 de noviembre de 2020 121

Gráfica 64. Liquidación a generadores en el SIN en las simulaciones del modelo AU-MDA, 9 de noviembre de 2020 122

Gráfica 65. Requerimiento, asignación y precio de la RREG, 9 al 11 de noviembre de 2020 123

Gráfica 66. Flujo de potencia en la segunda línea de transmisión entre las subestaciones Güémez – Lajas, 28 de diciembre de 2020 128

Gráfica 67. Frecuencia del sistema medida en la GCR CEN, 28 de diciembre de 2020 129

Gráfica 68. Generación bruta medida del SIN por GCR de las 13:00 h a las 18:00 h 132

Gráfica 69. PML y demanda MDA y MTR en el SIN, 28 de diciembre de 2020 135

Gráfica 70. Capacidad asignada por agrupaciones de tipo de Oferta de Venta de energía y Tecnología, MTR en el SIN, 28 de diciembre de 2020 137

Gráfica 71. Proporción de UCE marginales y margen de capacidad rodante MDA y MTR en el SIN, 28 de diciembre de 2020 138

Gráfica 72. PML promedio diario en el MDA del BCA, 2019 y 2020 142

Gráfica 73. PML promedio diario en el MTR del BCA, 2019 y 2020 142

Gráfica 74. Margen de capacidad después de reservas en la hora de menor margen diario en el MDA del BCA, 2019 y 2020 143

Gráfica 75. Energía inyectada promedio diaria en el MDA del BCA, 2019 y 2020 144

Gráfica 76. Relación entre CDD y la energía inyectada en el BCA, primavera y verano de 2019 y 2020 145

Gráfica 77. Capacidad neta en el BCA, 2019 y 2020 147

Gráfica 78. Capacidad disponible promedio horaria por tipo de tecnología de las Ofertas de Venta TE en el MDA en el BCA, 2019 y 2020 148

Gráfica 79. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA del BCA, 2019 y 2020 149

Gráfica 80. Escenarios de déficit de capacidad en el BCA, junio a noviembre de 2020 150

Gráfica 81. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible o por transacción internacional, en el MDA del BCA, 2019 y 2020 151

Gráfica 82. Precios promedio del GN, 2019 y 2020 152

Gráfica 83. PML promedio en el CAISO y en el BCA (nodo 07IVY-230), julio a octubre de 2020 154

Gráfica 84. Diferencia promedio semanal entre el PML del MDA y el PML del MTR en el BCA, 2020 155

Gráfica 85. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del BCA, 2020 156

Gráfica 86. Energía importada por tipo en el MDA y MTR del BCA, 2020 158

Gráfica 87 Margen de capacidad rodante en el MDA y MTR del BCA, 2020 160

Gráfica 88 Energía base en el MDA y el MTR del BCA, 2020 161

Gráfica 89. Margen de capacidad en MDA y el MTR del BCA, 2020 162

Gráfica 90. PML mínimo diario en el MDA del BCA, 2020 164

Gráfica 91. PML promedio, energía base y demanda local, 30 de marzo de 2020 165

Gráfica 92. Número de horas con PML por debajo de la oferta local con menor precio y número de horas con excedentes, 2020 166

Gráfica 93. Número de horas con excedentes de energía y PML bajos por mes, 2019 y 2020 167

Gráfica 94. Excedentes esperados promedio mensuales y contribución por grupo de factores, 2020 172

Gráfica 95. Caso de estudio: capacidad y generación entre el 12 y 18 de marzo de 2020, MDA 174

Gráfica 96. Respuesta de los excedentes de energía a un cambio en los excedentes 175

Gráfica 97. Respuesta de los excedentes de energía a un cambio en la demanda mínima 176

Gráfica 98. PML promedio diario en el MDA del BCS, 2019 y 2020 181

Gráfica 99. PML promedio diario en el MTR del BCS, 2019 y 2020 182

Gráfica 100. Energía inyectada promedio diaria en el MDA del BCS, 2019 y 2020 183

Gráfica 101. Precio del combustóleo, 2019 y 2020 184

Gráfica 102. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible en el MDA del BCS, 2019 y 2020 186

Gráfica 103. Curvas de oferta y demanda en el MDA del BCS, 13 de mayo y 10 de junio de 2020 en la hora 22 ... 187

Gráfica 104. Margen de capacidad después de reservas en la hora de menor margen diario en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 188

Gráfica 105. Capacidad disponible promedio horaria por tipo de tecnología de las Ofertas de Venta TE en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 189

Gráfica 106. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE por tipo de tecnología en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 190

Gráfica 107. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 190

Gráfica 108. Participación en la generación por tipo de tecnología en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 192

Gráfica 109. Diferencia promedio semanal entre el PML del MDA y el PML del MTR en el BCS, 2020 ... 193

Gráfica 110. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del BCS, 2020 ... 194

Gráfica 111. Diferencias en la energía inyectada entre el MTR y el MDA del BCS, 2020 ... 195

Gráfica 112. Diferencias en la indisponibilidad entre el MTR y el MDA del BCS, 2020 ... 196

Gráfica 113. Precio promedio diario de la RREG en el MDA y MTR del BCS, 2020 ... 198

Gráfica 114. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del BCS, 2020 ... 199

Gráfica 115. Diferencias de los costos de oportunidad de RREG entre el MDA y el MTR del BCS y del SIN, mayo a diciembre de 2020 ... 200

Gráfica 116. Diferencias de los costos de oportunidad de RR10 entre el MDA y el MTR del BCS y SIN, mayo a diciembre de 2020 ... 201

Gráfica 117. Requerimiento y asignación de la RREG, RR10, RNR10 y RRS+RNRS en el MDA del BCS, 2020 ... 202

Gráfica 118. Porcentaje de horas con costo de oportunidad cero (RREG-RR10) en el MDA del BCS, 2020 ... 203

Gráfica 119. SIN: RSI con y sin CLSB, 2020 ... 209

Gráfica 120. BCA: RSI con y sin CLSB, 2020 ... 211

Gráfica 121. BCS: RSI con y sin CLSB, 2019 y 2020 ... 212

Gráfica 122. Cambio en la capacidad neta por altas y bajas y número de UCE del SEN por GCR, 2020 ... 220

Gráfica 123. Cambio en la capacidad neta por altas y bajas y número de UCE del SEN por tecnología, 2020 ... 221

Gráfica 124. Cambio en la capacidad neta por altas y bajas y número de UCE del SEN por mes, 2020 ... 223

Gráfica 125. Capacidad neta y número de UCE que entró por el Protocolo Correctivo en el BCA, mayo a agosto de 2020 ... 224

Gráfica 126. Promedio mensual de la diferencia diaria del PML entre el MDA y el MTR por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 ... 230

Gráfica 127. PML promedio diario en el MDA y el MTR, Oferta de Compra del MDA y consumo en Tiempo Real de la carga C003-704 BCA, febrero y marzo de 2020 ... 231

Gráfica 128. Diferencia en los PML entre el MDA y el MTR del BCA, 26 de octubre de 2020 ... 238

Gráfica 129. Diferencia de reservas asignadas entre el MDA y el MTR, y margen de capacidad rodante después de reservas del MTR del BCA, 26 de octubre de 2020 239

Gráfica 130. Diferencia en los PML y demanda entre el MDA y el MTR del BCA, 5 de septiembre de 2020 242

Gráfica 131. Diferencia de reservas asignadas y margen de capacidad después de reservas entre el MDA y el MTR del BCA, 5 de septiembre de 2020 243

Gráfica 132. Curva de Oferta asignada y demanda del BCA para el MDA y el MTR, hora 16 del 29 de julio de 2020 245

Gráfica 133. Costos de Oportunidad, diferencia en los PML y generación HI entre el MDA y el MTR del SIN, 22 de octubre de 2020 247

Gráfica 134. Diferencias en la capacidad disponible entre el MDA y el MTR del SIN, 22 de octubre de 2020 248

Gráfica 135. Límites de transmisión, flujo y Costo Marginal del enlace Cozumel en el MDA y el MTR, 4 de marzo de 2020 249

Gráfica 136. Diferencias en los PML promedio de la ZC de Cozumel entre el MDA y el MTR, 4 de marzo de 2020 250

Gráfica 137. Estimación horaria de la indisponibilidad por la regla de no asignación del MTR Ex-post en las Ofertas de Venta TE del SIN (promedio móvil 7 días), 2019 y 2020 252

Gráfica 138. Precios de RREG en el MDA y el MTR del BCS, 11 de junio de 2020 253

Gráfica 139. Estimación horaria de la indisponibilidad por falla en Tiempo Real por cambios en los LDEMáx de las Ofertas de Venta TE del MTR, 2020 254

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. PML promedio diario y variación en el MDA y el MTR por GCR del SIN, 2019 y 2020 32

Tabla 2. Energía inyectada promedio diario y variación en el MDA y el MTR del SIN, 2019 y 2020 33

Tabla 3. Capacidad neta por tipo de tecnología en el SIN, 2019 y 2020 35

Tabla 4. EFM y margen de capacidad rodante promedio diario por trimestre en el SIN, 2019 y 2020 42

Tabla 5. Precio promedio mensual de los combustibles empleados para la generación de energía y variación mensual, 2019 y 2020 44

Tabla 6. Precio promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO por tipo de tecnología y combustible en el SIN, 2019 y 2020 45

Tabla 7. Generación asignada por Oferta de Venta en el MDA y el MTR del SIN, 2020 50

Tabla 8. Generación asignada a las Ofertas de Venta TE por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del SIN, 2020 50

Tabla 9. Volumen de almacenamiento real, NAME y NAMO por CE, 2020 57

Tabla 10. Participación por tipo de tecnología de las UCE que marginaron en el MDA del SIN, 2019 y 2020 62

Tabla 11. Despacho promedio diario y horario por tipo de Oferta de Venta y la demanda local en el MDA de las GCR NOR, NTE y NES, 2019 y 2020 72

Tabla 12. Justificación técnica de los enlaces en las GCR NOR, NTE y NES y sus límites de transmisión 81

Tabla 13. Demanda promedio horaria y generación programada en el MDA por GCR, 2019 y 2020 85

Tabla 14. Elementos que conforman los enlaces Malpaso A y Malpaso B 99

Tabla 15. Estatus operativo de las líneas de transmisión afectadas por la caída de las torres de transmisión 100

Tabla 16. Elementos que conforman los enlaces Ixtepec–Juile, Juchitán Dos–Juile y Matías Romero - Juile 101

Tabla 17. Justificación técnica de los enlaces en las GCR ORI y PEN y sus límites de transmisión 103

Tabla 18. Ciclones tropicales por costa, 2015 - 2020 115

Tabla 19. Centrales HI de la cuenca del río Grijalva, inicio de noviembre de 2020 116

Tabla 20. Valores medidos de la generación bruta en el SIN por GCR y diferencias con casos de relevancia, 28 de diciembre de 2020 132

Tabla 21. Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar en frecuencias diferentes al valor nominal, sin desconectarse de la red 133

Tabla 22. Pérdida de generación estimada por indisponibilidades de UCE asociadas al disturbio, 28 de diciembre de 2020 134

Tabla 23. Estimación del impacto económico del evento del 28 de diciembre en el MECP del SIN 136

Tabla 24. UCE contratadas en el BCA bajo el esquema de Protocolo Correctivo, 2020 146

Tabla 25. Precio promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO por tipo de tecnología y combustible en el BCA, 2019 y 2020 151

Tabla 26. Importaciones y exportaciones en el BCA, 2020 153

Tabla 27. Precios promedio de importación y exportación en el BCA, 2020 154

Tabla 28. Resultados de los modelos MCO y Logit 171

Tabla 29. Tiempos mínimos de operación, paro y arranque de las UCE con Oferta de Venta TE en el BCA 177

Tabla 30. LDEMín promedio con respecto al LDEMáx por tipo de tecnología en las Ofertas de Venta en el BCA .. 178

Tabla 31. Precio promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO por tipo de tecnología y combustible, 2019 y 2020 185

Tabla 32. Capacidad neta por tipo de tecnología en el BCS, 2019 y 2020 191

Tabla 33. Precios de Servicios Conexos en el MDA y MTR del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020 203

Tabla 34. Oferta disponible y asignación de energía y Servicios Conexos de la Oferta de Venta TE del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020 204

Tabla 35. PML y costos de oportunidad de la RREG en el MDA y en el MTR del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020 205

Tabla 36. Requerimiento y asignación de RREG y RR10 en el MDA y MTR del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020 205

Tabla 37. Capacidad neta por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 207

Tabla 38. IHH por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 208

Tabla 39. SIN: Capacidad neta y participación por PM, 2019 y 2020 209
Tabla 40. BCA: Capacidad neta y participación por PM, 2019 y 2020 210
Tabla 41. BCS: Capacidad y participación por PM, 2019 y 2020 211
Tabla 42. Comparación del PML promedio del SIN por bloques horarios, 2020 213
Tabla 43. Áreas de Precio del SIN y su PML promedio, 2020 215
Tabla 44. Diferencias entre Áreas de Precio del SIN, 2020 215
Tabla 45. Capacidad neta por Áreas de Precio aisladas, 2019 y 2020 217
Tabla 46. Capacidad neta por Áreas de Precio contemplando la competencia de la región vecina 2019 y 2020 217
Tabla 47. IHH máximo (por Áreas de Precios aisladas), 2019 y 2020 218
Tabla 48. IHH mínimo (por Áreas de Precio contemplando la competencia de la región vecina) 2019 y 2020 218
Tabla 49. Participantes del Mercado por modalidad, 2019 y 2020 219
Tabla 50. Cambios en la capacidad neta del SEN por GCR, 2020 220
Tabla 51. Cambios en la capacidad neta del SEN por tecnología, 2020 221
Tabla 52. Cambios en la capacidad neta del SEN por mes, 2020 222
Tabla 53. Capacidad neta que entró en el BCA por el Protocolo Correctivo, mayo a agosto de 2020 223
Tabla 54. Precios de Servicios Conexos y activación de umbrales de las Curvas de Demanda de Reserva del BCA, 26 de octubre de 2020 240
Tabla 55. Número de UCE y capacidad indisponible en Tiempo Real de las principales UCE del BCA, 5 de septiembre de 2020 242
Tabla 56. Precios de Servicios Conexos y activación de umbrales de las Curvas de Demanda de Reserva del BCA, 5 de septiembre de 2020 244
Tabla 57. Generación asignada en el MDA y el MTR y participación a la demanda por tipo de Oferta de Venta de energía del SIN, 22 de octubre de 2020 247
Tabla 58. Comparación anual de la diferencia de límites de transmisión utilizados en condiciones de saturación, 2019 y 2020 250
Tabla 59. Diez enlaces con mayor horas-enlace de saturación en el MDA y aumento en su límite de transmisión en el MTR del SEN, 2020 251

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mecanismo mediante el cual una mayor asignación de EFM lleva a una disminución del PML 42
Ilustración 2. Esquema de la RNT de las GCR NOR, NTE y NES e interconexión con el resto del SIN 73
Ilustración 3. Zonas norte y sur de la GCR NOR 76
Ilustración 4. GCR e intercambios de energía dominantes en el MDA del SIN, 2020 85
Ilustración 5. Esquema de gasoductos para la península de Yucatán 87

Ilustración 6. Elementos de transmisión de la GCR PEN 89

Ilustración 7. Esquema de ubicación de los enlaces de interés de la GCR ORI 92

Ilustración 8. Mapa de ubicación de las licencias de transmisión y ZC con restricciones a la generación RN entre el 9 y el 11 de noviembre de 2020 108

Ilustración 9. Mapa del total de carga afectada por GCR y cambio en el flujo instantáneo de enlaces clave después de la falla, 14:28 h 28 de diciembre de 2020 127

Ilustración 10. Estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal en un sistema eléctrico de potencia 130

Ilustración 11. Ejemplo de asignación y despacho en el MDA y el MTR 159

Ilustración 12. Esquema de variables relevantes en el modelo para estimar la probabilidad de excedentes de energía en el BCA 170

Ilustración 13. Áreas de Precios del SIN, 2020 215

Ilustración 14. Diseño del proceso y operación real del MECP 232

LISTA DE ACRÓNIMOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

AU-GC	Modelo de optimización utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad
AU-HE	Modelo de optimización para la asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido
AU-MDA	Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto
AU-TR	Modelo de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real
AVM	Autoridad de Vigilancia del Mercado
AVR	Regulador Automático de Voltaje (*Automatic voltage regulator*, por sus siglas en inglés)
BCA	Sistema Interconectado Baja California
BCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
BI	Biocombustible (Tecnología)
BME	Bases del Mercado Eléctrico
BTU	Unidad Térmica Británica
CA	Carboeléctrica (Tecnología)
CAG	Control Automático de Generación
CAISO	California ISO
CC	Ciclo Combinado (Tecnología)
CCARM	Comité Consultivo de Análisis para las Reglas del Mercado
CCM	Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales
CDD	Grados/días de refrigeración (*Cooling Degree Days*, por sus siglas en inglés)
CE	Central Eléctrica
CEL	Certificados de Energías Limpias
CEN	Central
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFNTGR	Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia
CI	Combustión Interna (Tecnología)
CIL	Contratos de Interconexión Legados (Oferta de Venta)
CIONP	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia
COFECE	Comisión Federal de Competencia Económica
CLSB	Contratos Legados para el Suministro Básico
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSMS	Contingencia Sencilla más Severa
CTD	Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible
CVOM	Costo Variable de Operación y Mantenimiento
DEFH	Disponibilidad de Entrega Física Horaria
DERS-I	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo
DERS-MI	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos
DFT Legados	Derechos Financieros de Transmisión Legados
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DOF	Diario Oficial de la Federación
DPFH	Disponibilidad de Producción Física Horaria
EAR	Esquema de Acción Remedial
ECO	Evaluación de Consistencia de Ofertas
EEA	Energía Eléctrica Acumulable
EF	Empresa Filial
EFM	Energía Fuera de Mérito
ENS	Energía No Suministrada
EO	Eólica (Tecnología)
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERC	Entidades Responsables de Carga
ERCOT	Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (por sus siglas en inglés)
EUA	Estados Unidos de América
FACTS	Instalación de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, *Flexible AC Transmission System*, por sus siglas en inglés)
FOCE	Fecha de Operación Comercial Estándar
FOCO	Fecha de Operación Comercial

	Ofertada
FV	Solar Fotovoltaica (Tecnología)
GCR	Gerencia de Control Regional
GE	Geotérmica (Tecnología)
GI	Generador de Intermediación
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
GSI	Garantía de Suficiencia de Ingresos
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
HDD	Grados/días de calefacción (*Heating Degree Days*, por sus siglas en inglés)
HI	Hidroeléctrica (Oferta de Venta); Hidroeléctricas (Tecnología)
Hz	Hertz
IHH	Índice de Herfindahl-Hirschman
IM	Importaciones
IMTGR	Ingresos del Mercado de la Tecnología de la Generación de Referencia
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
ISO-NE	Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra (por sus siglas en inglés)
ITAEE	Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal
LCFE	Ley de la Comisión Federal de Electricidad
LDEMín	Límite de Despacho Económico Mínimo
LDEMáx	Límite de Despacho Económico Máximo
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques
MBP	Mercado para el Balance de Potencia
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIM	Monitor Independiente del Mercado
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MTR	Mercado de Tiempo Real
MTR Ex-post	Mercado de Tiempo Real Ex-post
MW	Megawatts
MWh	Megawatts hora
NAME	Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias
NAMINO	Nivel de Aguas Mínimas de Operación
NAMO	Nivel de Aguas Máximas Ordinarias
NES	Noreste
NOR	Noroeste
NP	No Programable (Oferta de Venta)
NTE	Norte
NU	Nuclear (Tecnología)
NYISO	Operador Independiente del Sistema de Nueva York (por sus siglas en inglés)
OCC	Occidental
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OECP	Oferta Estimada de Compra de Potencia
OEVP	Oferta Estimada de Venta de Potencia
ONP	Obligación Neta de Potencia
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
ORI	Oriental
OVP	Oferta de Venta de Potencia
PAA	Potencia Anual Acreditada
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM
PCP	Precio de Cierre de Potencia
PE	Potencia Eficiente
PEN	Peninsular
PIE	Productores Independientes de Energía
PJM	Compañía de Confiabilidad (*PJM Interconnection Limited Liability Company*, por sus siglas en inglés)
PM	Participante del Mercado
PML	Precio Marginal Local
PMP	Precio Medio de Potencia
PMU	Unidades de Medición Fasorial, por sus siglas en inglés
PNP	Precio Neto de Potencia
PPEF	Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PSS	Estabilizador de Potencia (*Power*

	system stabilizers, por sus siglas en inglés)
RAP	Requisito Anual de Potencia
RC	Reserva de Contingencia (incluye RR10, RNR10, RRS, RNRS)
RGD	Redes Generales de Distribución
RN	Renovable (Oferta de Venta)
RNRS	Reserva No Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RNR10	Reserva No Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RNT	Red Nacional de Transmisión
RO	Reserva Operativa (incluye RREG, RR10, RNR10)
RPe	Reserva de Planeación eficiente
RPm	Reserva de Planeación mínima
RR	Reserva Rodante (incluye RREG y RR10)
RR10	Reserva Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RREG	Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (Servicio Conexo o Reserva)
RRS	Reserva Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RS	Reserva Suplementaria (incluye RREG, RR10, RNR10, RRS y RNRS)
RSI	Índice de Generación Residual, (RSI, por sus siglas en inglés)
S-CEL	Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIM	Sistema de Información del Mercado
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SLP	Subasta de Largo Plazo
SMP	Subasta de Mediano Plazo
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
TBFin	Transacción Bilateral Financiera
TBPot	Transacción Bilateral de Potencia
TC	Térmica convencional (Tecnología)
TE	Térmica (Oferta de Venta)
TESL	Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad
TG	Turbogás (Tecnología)
TGR	Tecnología de Generación de Referencia
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UDIS	Unidades de Inversión
UPC	Unidades de Propiedad Conjunta
UTR	Unidades terminales remotas
UVM	Unidad de Vigilancia del Mercado
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
VDM	Valle de México
WAMS	Sistemas de monitoreo y reconocimiento situacional de amplia área (*Wide Area Monitoring System,* por sus siglas en inglés)
WTI	West Texas Intermediate
ZC	Zona de Carga
ZP	Zona de Potencia

2 ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN Y DESEMPEÑO DEL MEM EN LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

2.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2.1.1 PANORAMA GENERAL DE LA EVOLUCIÓN Y DESEMPEÑO DEL SIN

El SIN es el sistema eléctrico responsable de atender la demanda de energía eléctrica de la mayor parte de la población mexicana, así como el sistema con la mayor infraestructura eléctrica del país, tanto en términos de capacidad como de diversidad de tecnologías. El SIN abarca 30 de las 32 entidades federativas de la República Mexicana (desde Puerto Peñasco, Sonora, hasta Cozumel, Quintana Roo),[7] por lo que atiende al 96.6 % de la población nacional.[8] El SIN concentra el 95.1 % (82,919.0 MW) de la capacidad neta del SEN (87,191.1 MW), cuenta con 732 de las 799 UCE en operación a nivel nacional y es el único sistema donde están presentes las 11 tecnologías de generación eléctrica disponibles en el país, incluyendo HI y nuclear (NU).[9] En vista de que nueve de cada 10 MWh que se requieren a nivel nacional se generan en el SIN, la evolución de los PML en este sistema incide de manera significativa sobre el MEM.

El objetivo de esta sección es estudiar los factores que coadyuvaron a la contracción de más de 50.0 % del PML en el SIN en ambos procesos de mercado. Las causas que se analizan son: el cambio de la demanda de energía, la expansión de la capacidad neta, la disminución de la energía indisponible, el aumento de la EFM, el aumento de la generación HI asignada fuera de mérito, la caída de los precios de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica, así como la reducción de la saturación de la RNT y sus costos marginales asociados.

El análisis se aborda en la siguiente secuencia. Primero, se muestra un panorama general de la evolución de los PML en el MDA y el MTR, a nivel sistema y por GCR. Segundo, se examinan los factores que contribuyeron paralelamente a la reducción del PML en el MDA y el MTR (en el mismo sentido y en magnitud similar en ambos procesos de mercado), tomando como referencia solo al MDA. Tercero, se analiza el diferencial del PML entre el MTR y el MDA para identificar algún factor adicional que haya incidido de manera específica sobre el PML del MTR.

2.1.1.1 PANORAMA GENERAL DE LOS PML EN EL MDA Y EL MTR

En 2020, el PML promedio diario del SIN disminuyó 54.1 % (de $1,295.6/MWh a $594.5/MWh) en el MDA (ver Gráfica 1) y 57.1 % (de $1,323.3/MWh a $567.5/MWh) en el MTR (ver Gráfica 2) con respecto a 2019. El PML promedio diario del MDA se mantuvo por debajo del observado en 2019 durante casi todos los días de 2020. Las excepciones más visibles acontecieron en la segunda semana de noviembre, cuando las condiciones de saturación de la RNT, así como la modificación de los requerimientos de reserva y la asignación de generación HI para cubrir la RREG y la RR10, ocasionaron que el PML promedio diario del MDA superara los $1,250.0/MWh por primera vez en 2020. No se observó esta situación en el MTR debido a la diferencia entre los criterios de asignación que existen entre los dos procesos de mercado (ver sección 2.1.2.4).

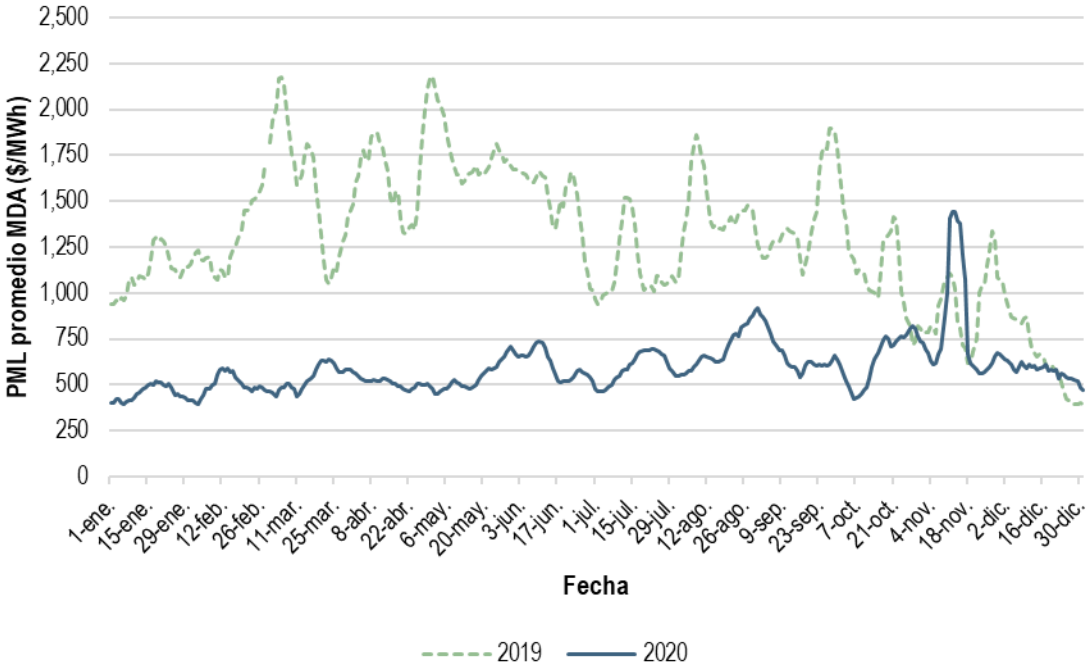
La caída mensual de los PML de 2019 a 2020 osciló entre 6.1 % y 70.8 % en el MDA y entre 4.2 % y 75.2 % en el MTR. La mayor reducción de los PML en ambos procesos de mercado se registró en abril y mayo. El PML promedio diario en el MDA del SIN bajó 70.8 % y 67.5 % en abril y mayo de 2020, respectivamente, con relación a los mismos meses de 2019. En el MTR, el PML promedio diario decreció 75.2 % en abril y 71.1 % en mayo de 2020.

[7] Área Pública del Sistema de Información del Mercado (SIM) del CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/TopologiaRNT.aspx

[8] Estimación propia con base en datos de: *INEGI (2016). Encuesta Intercensal 2015.* Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/programas/intercensal/2015/

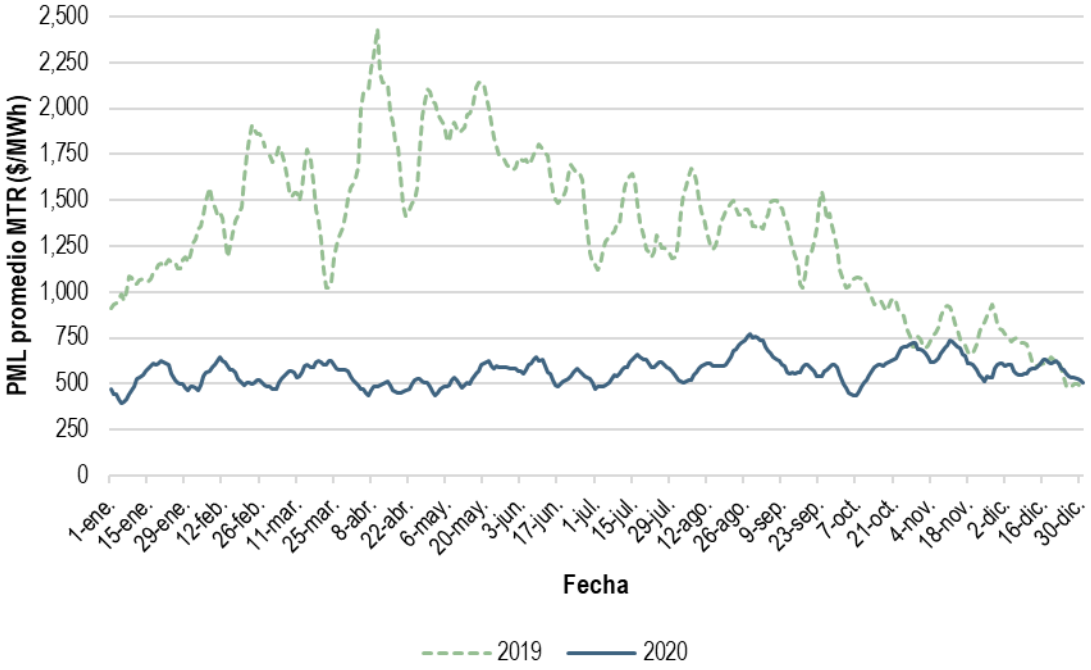
[9] Las 11 tecnologías disponibles a nivel nacional para la generación de energía son: biocombustible (BI), carboeléctrica (CA), CC, combustión interna (CI), EO, FV, geotérmica (GE), HI, NU, térmica convencional (TC) y TG.

Gráfica 1. PML promedio diario en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 2. PML promedio diario en el MTR del SIN, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El PML promedio diario de 2020 se contrajo al menos 50.0 % en ambos procesos de mercado en comparación con el año previo en las siete GCR que conforman al SIN (ver Tabla 1). Las tres GCR con la mayor disminución del PML promedio diario en el MDA fueron: PEN (-59.8 %), NTE (-56.3 %) y Occidental (OCC) (-54.7 %). En el MTR, la mayor caída del PML promedio diario aconteció en las siguientes tres GCR: NTE (-60.0 %), NOR (-59.6 %) y PEN (-59.0 %).

Tabla 1. PML promedio diario y variación en el MDA y el MTR por GCR del SIN, 2019 y 2020

GCR	MDA			MTR		
	PML ($/MWh)		Variación (%)	PML ($/MWh)		Variación (%)
	2019	2020		2019	2020	
CEN	1,429.6	658.6	-53.9	1,430.2	634.4	-55.6
ORI	1,517.9	705.1	-53.5	1,494.6	659.5	-55.9
OCC	1,327.4	601.1	-54.7	1,347.9	580.1	-57.0
NOR	775.9	405.6	-47.7	1,015.9	410.3	-59.6
NTE	1,019.6	445.5	-56.3	1,086.7	434.2	-60.0
NES	962.6	481.5	-50.0	1,074.9	468.0	-56.5
PEN	2,188.2	880.6	-59.8	1,856.3	761.0	-59.0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

2.1.1.2 ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE CONTRIBUYERON A LA CONTRACCIÓN DE LOS PML EN EL MDA Y EL MTR

CAMBIO EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía es el factor más importante que incide sobre la evolución del PML. Existe una relación directa, aunque no necesariamente proporcional, entre la demanda de energía y el PML, por lo que, a menor demanda de energía, se esperaría un menor PML y viceversa.

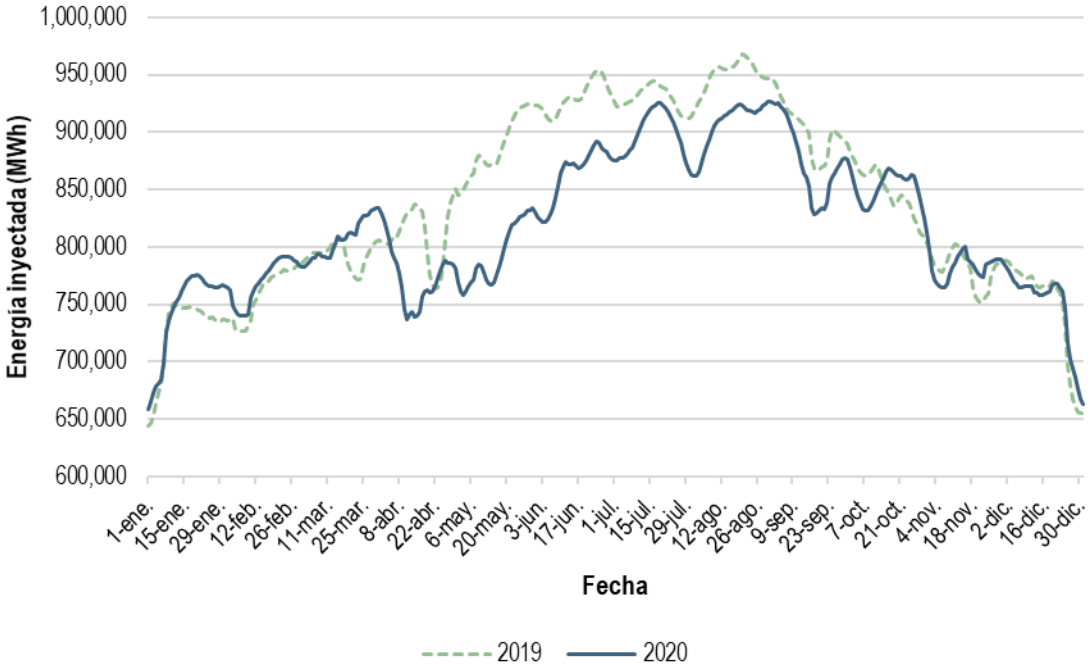
De enero a marzo de 2020, la demanda de energía superó a la del mismo periodo de 2019, tal y como lo exhibió el aumento de la energía inyectada diariamente a este sistema en el MDA (ver Gráfica 3) y en el MTR (ver Tabla 2). El promedio de la energía inyectada diariamente al SIN en el primer trimestre creció 2.0 % en el MDA (al subir de 763,279.6 MWh a 778,413.9 MWh) y 2.6 % en el MTR (al elevarse de 770,766.8 MWh a 790,444.4 MWh).

En cambio, el promedio de la energía inyectada diariamente al SIN decreció en el segundo y tercer trimestre de 2020 en comparación con esos mismos periodos de 2019. La mayor reducción de la energía inyectada se reportó entre abril y junio de 2020 en comparación con el segundo trimestre de 2019, tanto en el MDA (-7.8 %, al disminuir de 880,341.8 MWh a 811,564.2 MWh) como en el MTR (-9.2 %, al descender de 902,910.4 MWh a 820,229.7 MWh). Asimismo, el promedio de la energía inyectada diariamente entre julio y septiembre de 2020 se redujo 3.5 % en el MDA y 3.6 % en el MTR con respecto a lo observado en el mismo trimestre del año previo.

La caída de la demanda de energía entre abril y septiembre de 2020 se atribuye a la suspensión temporal de actividades de los sectores público, social y privado tras la publicación del Acuerdo de la Secretaría de Salud, cuyo fin fue dar a conocer las medidas preventivas para mitigar y controlar los riesgos de la pandemia del COVID-19. En mayo se presentó la mayor contracción de la demanda de energía en el MDA (-11.2 %) y el MTR (-12.4 %), además fue el segundo mes en que más decreció el PML (-67.5 % en el MDA y -71.1 % en el MTR).

Fue hasta el cuarto trimestre que la demanda de energía de 2020 volvió a alcanzar el nivel de demanda observado un año antes, tanto en el MDA como en el MTR, con tasas de crecimiento del 0.1 % y 1.2 %, respectivamente.

Gráfica 3. Energía inyectada promedio diaria en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 2. Energía inyectada promedio diario y variación en el MDA y el MTR del SIN, 2019 y 2020

Periodo	MDA Energía inyectada (MWh) 2019	MDA Energía inyectada (MWh) 2020	MDA Variación (%)	MTR Energía inyectada (MWh) 2019	MTR Energía inyectada (MWh) 2020	MTR Variación (%)
Enero	734,157.9	753,735.1	2.7	739,316.9	763,283.5	3.2
Febrero	762,700.6	771,509.8	1.2	776,194.9	783,580.6	1.0
Marzo	792,924.2	809,551.3	2.1	797,314.0	824,026.4	3.4
Abril	816,460.8	769,769.0	-5.7	843,428.7	775,818.4	-8.0
Mayo	896,878.1	796,707.7	-11.2	919,345.6	805,006.3	-12.4
Junio	927,135.3	868,711.1	-6.3	945,409.0	880,371.9	-6.9
Julio	930,705.1	899,342.2	-3.4	947,327.9	910,285.2	-3.9
Agosto	954,456.2	911,193.4	-4.5	969,874.0	925,040.6	-4.6
Septiembre	892,700.1	871,383.9	-2.4	906,199.2	882,033.8	-2.7
Octubre	842,688.2	844,011.9	0.2	850,093.0	860,327.0	1.2
Noviembre	779,623.9	779,103.7	-0.1	785,029.9	795,030.7	1.3
Diciembre	734,544.9	738,979.0	0.6	742,052.6	752,193.3	1.4
Trimestre 1	763,279.6	778,413.9	2.0	770,766.8	790,444.4	2.6
Trimestre 2	880,341.8	811,564.2	-7.8	902,910.4	820,229.7	-9.2
Trimestre 3	926,315.3	894,218.7	-3.5	941,513.4	906,044.7	-3.8
Trimestre 4	785,684.2	787,454.7	0.2	792,471.9	802,598.4	1.3
Anual	**839,206.1**	**818,038.1**	**-2.5**	**852,220.6**	**829,963.1**	**-2.6**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

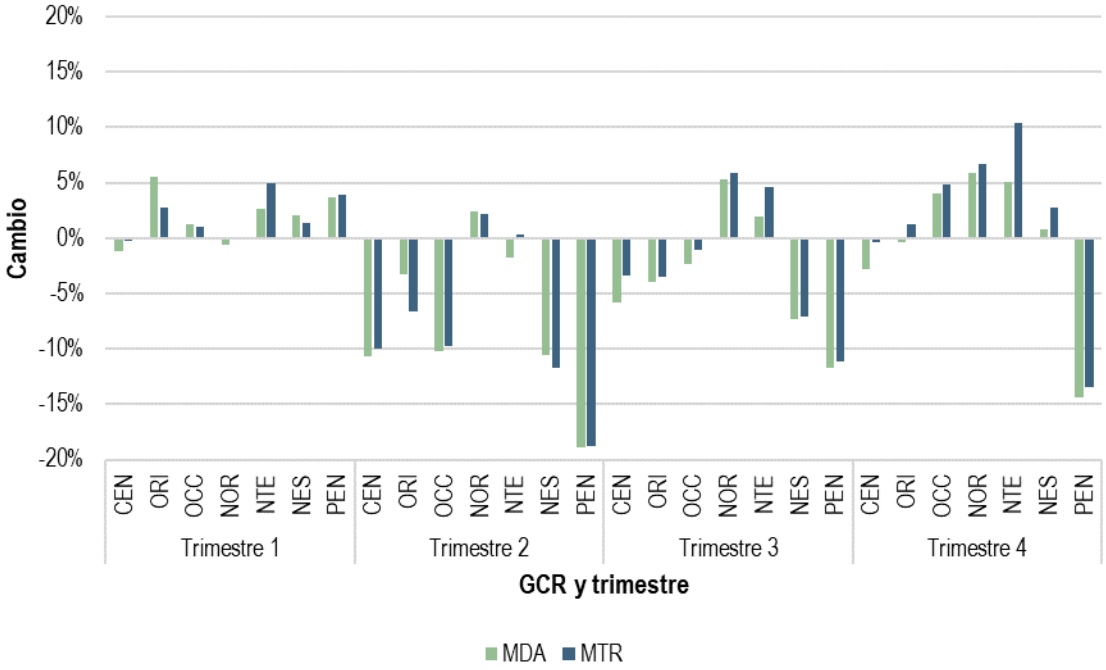
La contracción de la demanda de energía a nivel GCR fue más relevante de abril a junio de 2020, tanto en términos de magnitud como en número de regiones afectadas, y dicho comportamiento se perpetuó hasta el cierre del año,

aunque en menor medida. Esto se puede observar en la reducción del consumo de energía que aconteció en casi todas las GCR (ver Gráfica 4).

En el segundo y tercer trimestre de 2020, el consumo de energía disminuyó en las GCR PEN, Noreste (NES), Central (CEN), OCC y ORI en el MDA y el MTR. En el último trimestre del año, la demanda de energía se mantuvo por debajo de la registrada en 2019 sólo en dos de las siete GCR del SIN (PEN y CEN). La GCR PEN fue la región con la mayor caída en la demanda de energía entre abril y diciembre de 2020, con variaciones trimestrales de al menos -18.8 %, -11.2 % y -13.4 %, respectivamente, en comparación con el nivel de demanda registrado en el segundo, tercer y cuarto trimestre de 2019.

La reducción del consumo de energía incidió sobre la contracción del PML de ambos procesos de mercado en la GCR NES, así como en las gerencias ubicadas en el centro y sur del país, de manera particular en el segundo y tercer trimestre del año (ver Tabla 1). En cambio, las GCR NOR y NTE fueron la excepción, ya que en el segundo trimestre el consumo de energía en la GCR NOR incrementó en 2.2 %, y en el tercer trimestre las GCR NOR y NTE aumentaron su consumo de energía en 5.3 % y 1.9 %, respectivamente, en comparación con el mismo periodo de 2019.

Gráfica 4. Cambio interanual del consumo de energía por trimestre y GCR en el MDA y el MTR del SIN, 2019 y 2020



Notas: El consumo de energía representa la suma de las Compras Totales de Energía Física por GCR, por lo que podría diferir del total de la energía inyectada al sistema como consecuencia del desbalance natural ocasionado por las pérdidas. Esto se debe a que las GCR no necesariamente consumen el total de la energía que inyectan al sistema, pues hay transferencias de energía entre GCR. Por lo anterior, se utiliza el consumo de energía en lugar de la energía inyectada para representar la demanda de energía a nivel de GCR.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD NETA

La expansión de la capacidad neta de un sistema incide en la reducción de sus PML. Esto se debe a que la oferta de energía está limitada por la capacidad neta y, por lo tanto, la oferta de energía se asocia fuertemente con la evolución

del PML. De esta forma, se espera una relación inversa, pero no necesariamente proporcional, entre el PML y la capacidad neta, de tal manera que, a mayor capacidad neta, menor el PML del sistema y viceversa.

En el transcurso de 2020, se incorporaron al SIN 3,938.7 MW de capacidad neta provenientes de la entrada de nuevas UCE y de repotenciaciones. A lo largo de ese mismo año, se dieron de baja 708.3 MW de capacidad neta por parte de las UCE TC y CI. Con estos cambios, la capacidad neta del SIN creció 4.1 % (3,230.4 MW) de 2019 (79,688.7 MW) a 2020 (82,919.0 MW, ver Tabla 3). La expansión de la capacidad neta del SIN llevó a PML más bajos gracias a que el 64.2 % (2,529.6 MW) de los 3,938.7 MW de capacidad neta que entraron al SIN en 2020 procedió de dos tecnologías que ofertan energía sin precio (EO y FV) y otro 24.3 % (956.9 MW) provino de la tecnología cuyas ofertas participan con los costos más bajos (CC).

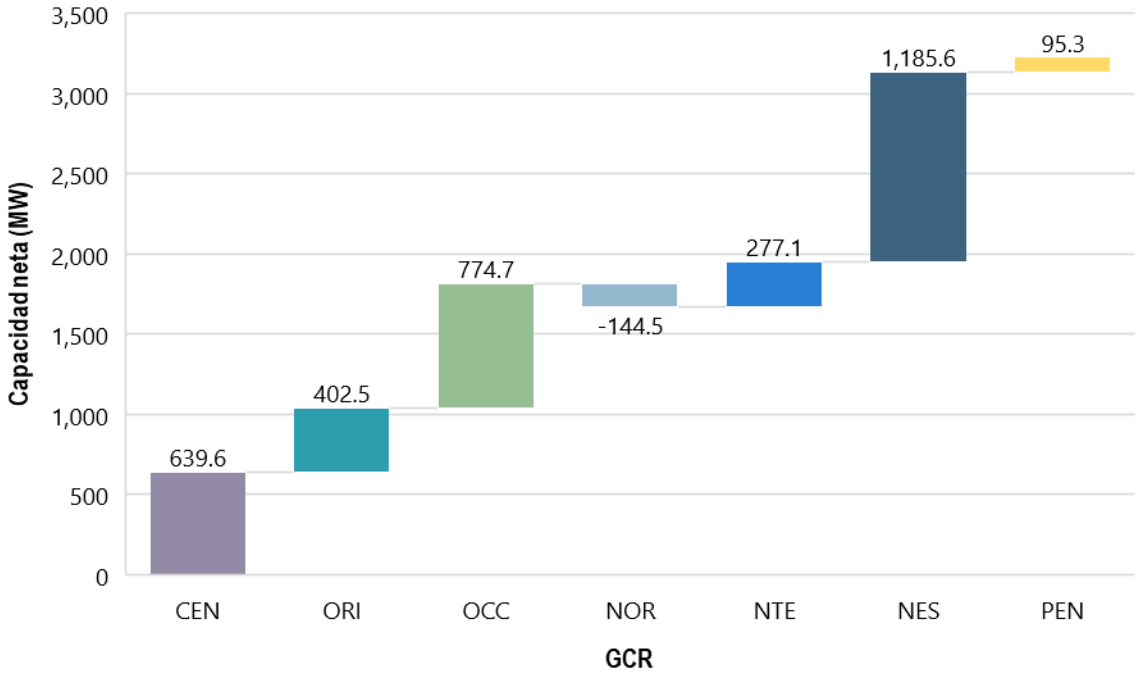
Tabla 3. Capacidad neta por tipo de tecnología en el SIN, 2019 y 2020

Tipo de tecnología	Capacidad neta (MW)		Variación (%)	Participación (%)	
	2019	2020		2019	2020
BI	49.4	49.4	0.0	0.1	0.1
CA	5,073.0	5,073.0	0.0	6.4	6.1
CC	33,145.5	34,102.4	2.9	41.6	41.1
CI	519.8	501.8	-3.5	0.7	0.6
EO	6,227.7	7,169.9	15.1	7.8	8.6
FV	4,871.7	6,459.1	32.6	6.1	7.8
GE	377.8	377.8	0.0	0.5	0.5
HI	12,683.4	12,685.6	0.0	15.9	15.3
NU	1,608.0	1,608.0	0.0	2.0	1.9
TC	11,359.7	10,669.4	-6.1	14.3	12.9
TG	3,772.8	4,222.7	11.9	4.7	5.1
Total	**79,688.7**	**82,919.0**	**4.1**	**100.0**	**100.0**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Dos GCR concentraron el 60.7 % (1,960.3 MW) de los 3,938.7 MW de capacidad neta adicional que se integraron al SIN a lo largo de 2020 (ver Gráfica 5). Estas GCR fueron: NES (36.7 %) y OCC (24.0 %), cuyo PML promedio diario bajó entre 50.0 % y 54.7 % en el MDA y entre 56.5 % y 57.0 % en el MTR de un año a otro (ver Tabla 1).

Gráfica 5. Capacidad neta adicional que se integró por GCR al SIN, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Una forma de mostrar el mecanismo mediante el cual el incremento de la capacidad neta del SIN, procedente de las tecnologías que ofertan los costos más bajos (CC) y que participan en el mercado sin precio (EO y FV), contribuyó a la contracción del PML consiste en hacer una comparación de curvas de oferta, antes y después del aumento de la capacidad neta. Para este ejercicio se utilizó la curva de oferta de asignación,[10] la cual incluye las ofertas incrementales (con precios y cantidades de energía ofertados) de las UCE que fueron asignadas en un día y hora específicos. Con esta curva se determina un precio teórico de cierre de mercado[11], ya que describe el orden en que se despacha la energía para satisfacer la demanda y el precio que ello conlleva,[12] por lo que permite analizar la variación de los PML entre diferentes fechas con escenarios distintos.

[10] El análisis de las curvas de oferta asignada y de demanda permite hacer una estimación del precio de cierre del mercado a partir de los siguientes supuestos:

a) Sólo se consideran Ofertas de Compra y Ofertas de Venta asignadas.

b) Sólo se analizan las UCE cuya Solución de Potencia es mayor que cero.

c) No se incluye en el cálculo la asignación ni los requerimientos de reservas.

d) El rango ofertado despachable de las UCE HI se calcula como la diferencia entre el LDEMín y el LDEMáx.

e) Se estima que la energía tomadora de precio corresponde a la sumatoria de los tres elementos siguientes: (1) Límites de Despacho Económico de las Ofertas de Venta HI, (2) Solución de Potencia de las Ofertas de Venta CIL, NP y RN y (3) valor mínimo entre los LDEMín y la Solución de Potencia de las Ofertas de Venta térmicas.

f) Se considera que la demanda máxima es inflexible.

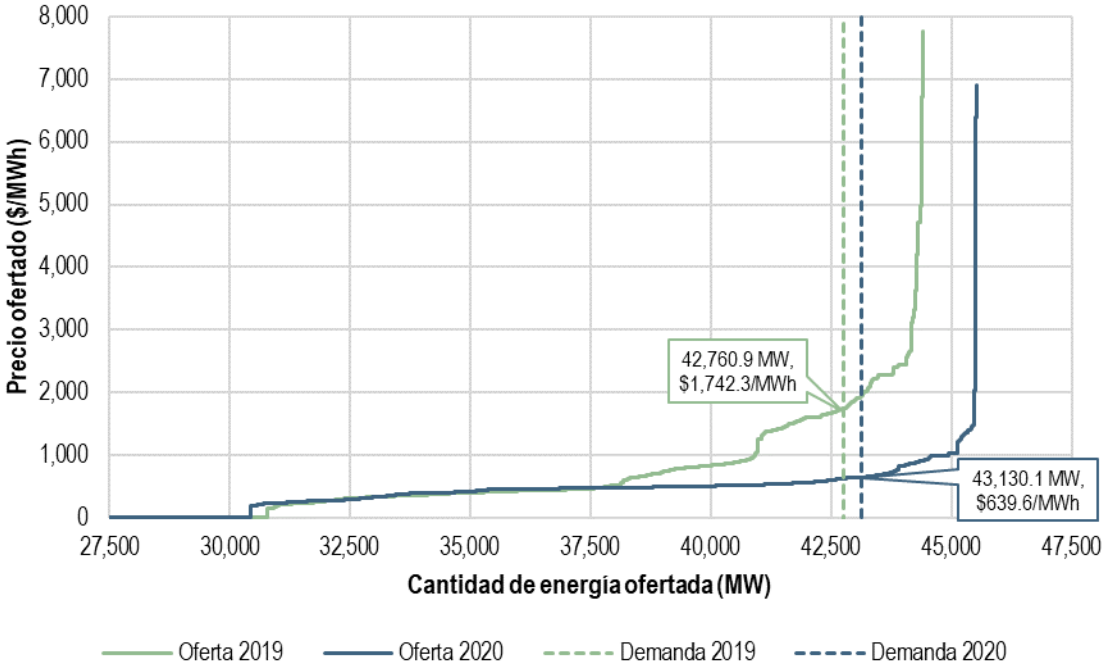
g) Sólo se incluyen las Ofertas de importación asignadas. Las importaciones asignadas por Confiabilidad son consideradas a precio cero.

[11] El precio teórico de cierre de mercado corresponde a una estimación simplificada del PML con el que se satisface cierto nivel de demanda de energía, puesto que no incluye otros componentes del sistema, tales como las restricciones de la RNT, las pérdidas de energía y la co-optimización de los Servicios Conexos, entre otros. Este precio teórico sirve para calcular el cambio porcentual del PML entre distintos escenarios de demanda y Ofertas de Venta de Energía, aun cuando este precio difiere del PML calculado por el modelo. Para efectuar un estudio más preciso, que comprenda todos los elementos que interactúan en el sistema y de cuya interacción dependen los PML, sería necesario llevar a cabo varias simulaciones con el software del CENACE, los cuales no estarían disponibles dentro de la ventana de tiempo requerida para redactar este reporte interanual

[12] El precio con que se atiende la demanda de energía se define como el precio al que se oferta un MW adicional a la cantidad demandada de energía, la cual corresponde a la cantidad de cierre de mercado al tratarse de una demanda totalmente inelástica.

A continuación, se muestran las curvas de oferta de asignación de dos horas (una hora de cada año) en que la demanda de energía fue similar entre 2019 (cuando todavía no se habían integrado los 3,230.4 MW de capacidad neta adicional) y 2020 (cuando la capacidad neta adicional ya estaba presente). Se eligió la hora 17 para los dos Días de Operación: 12 de junio de 2019 y 26 de agosto de 2020 (ver Gráfica 6).[13] A la hora 17 del 12 de junio de 2019, se cubrió una demanda de 42,760.9 MW con un precio teórico de cierre de mercado igual a $1,742.3/MWh. En contraste, a la hora 17 del 26 de agosto de 2020, se atendió una demanda de 43,130.1 MW a un precio teórico de cierre de mercado de $639.6/MWh. Esto revela que en la hora seleccionada de 2020 se satisfizo una demanda similar (apenas 0.9 % mayor) a la de la hora escogida de 2019, con un precio 63.3 % menor como resultado del incremento de la capacidad neta de las UCE con tecnologías CC, EO y FV en el SIN, así como por el aplanamiento de la curva de oferta originado por la caída de los precios de los combustibles (el cual se explica en la sección Caída de los precios de los combustibles empleados para la generación de energía).

Gráfica 6. Curvas de oferta asignada y demanda, 12 de junio de 2019 y 26 de agosto de 2020 a la hora 17



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DISMINUCIÓN DE LA ENERGÍA INDISPONIBLE

La energía indisponible es otro factor que influye sobre la oferta diaria de energía y, por ende, sobre el PML. Menos energía indisponible conlleva PML más bajos, siempre y cuando dicha disminución de indisponibilidad provenga de las UCE que presentan las Ofertas de Venta de energía con los costos más bajos y que participan en el mercado con precio.

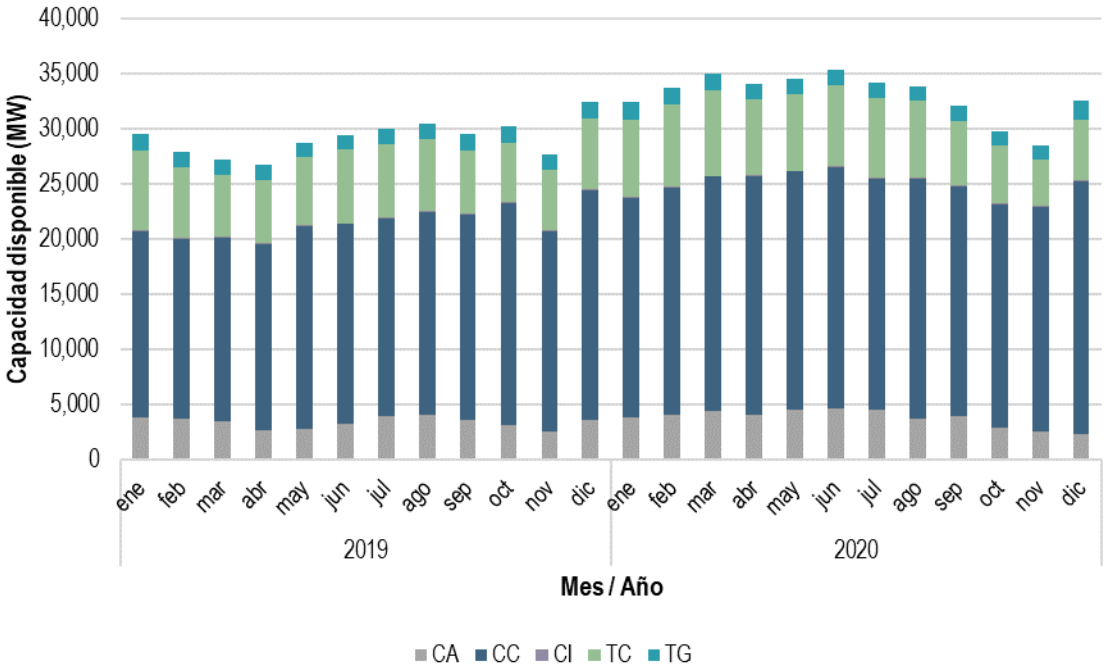
La capacidad disponible promedio horaria del SIN, por parte de las UCE con Oferta de Venta TE, aumentó en 13.2 %, de 2019 (28,992.0 MW) a 2020 (32,811.2 MW, ver Gráfica 7). La tecnología CC fue la que más aportó al incremento

[13] La hora y fecha corresponden al mismo día de la semana (miércoles) en que se presentaron demandas similares, lo cual permite asegurar la comparabilidad de los datos. Además, se escogió una de las horas de más alta demanda de 2020 para garantizar que la mayoría de la nueva capacidad neta integrada al SIN entre octubre de 2019 y septiembre de 2020 hubiera sido asignada. Esto con el propósito de representar con mayor claridad el efecto de la expansión de la capacidad neta sobre el PML.

de la capacidad disponible de las UCE con este tipo de Oferta de Venta, pues 79.1 % (3,019.3 MW) de los 3,819.2 MW de capacidad disponible adicionales que hubo diariamente en 2020 con respecto al año previo procedieron de las UCE con este tipo de tecnología. La menor indisponibilidad de las UCE con tecnología CC abonó a la contracción del PML en 2020 en vista de que estas UCE son las que ofertan los costos más bajos en el MEM.

Los meses en que la capacidad disponible de 2020 excedió en mayor proporción a la de 2019 fueron marzo y abril. La capacidad disponible promedio horaria de marzo de 2020 (34,949.0 MW) fue 28.7 % mayor que la observada en marzo de 2019 (27,155.2 MW), cuando el PML promedio diario del SIN superó los $2,000/MWh por primera vez en 2019. En abril de 2020, la capacidad disponible del SIN alcanzó 34,019.1 MW, lo que represento un crecimiento de 27.4 % con respecto al mismo mes de 2019, y se registró la mayor contracción del PML promedio diario (-70.8 % en el MDA y - 75.2 % en el MTR) entre un ambos años.

Gráfica 7. Capacidad disponible promedio horaria por tipo de tecnología de las Ofertas de Venta TE en el MDA del SIN, 2019 y 2020

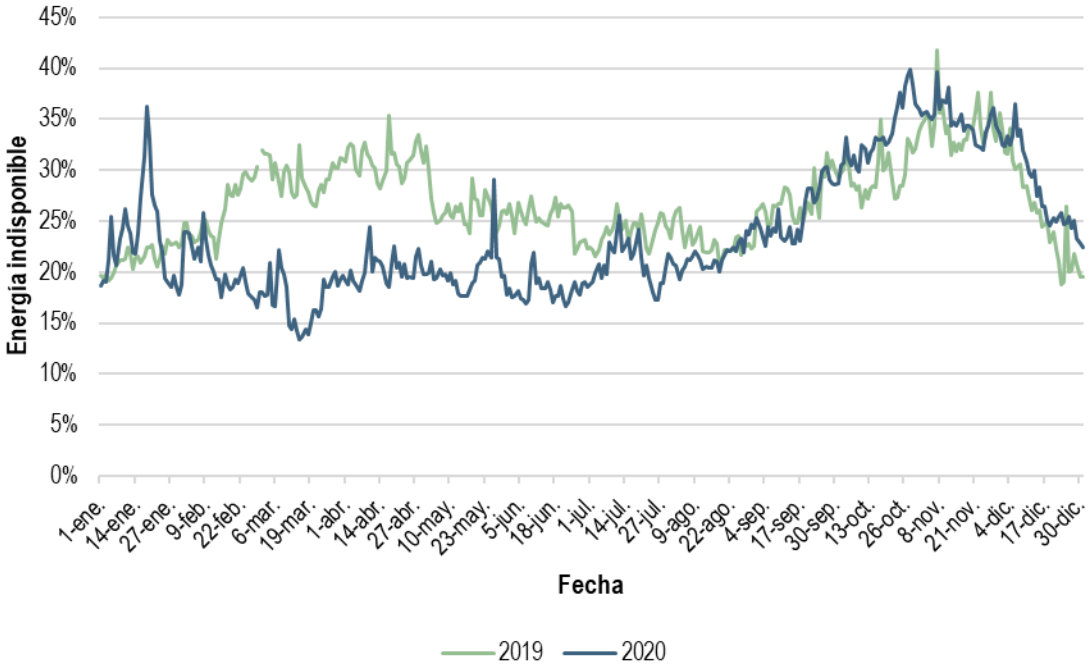


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El incremento anual de la capacidad disponible del SIN se explica tanto por la expansión de la capacidad neta (4.1 %) como por la disminución de la energía indisponible (-4.6 %) en este sistema, principalmente del primer al tercer trimestre del año (ver Gráfica 8); la reducción de la energía indisponible a partir la segunda mitad de enero de 2020 se debió a una disminución en los mantenimientos, los cuales se efectuaron previamente a partir de octubre de 2019, así como una reducción en las fallas debido a estos mantenimientos oportunos. La energía indisponible decreció 11.5 % entre enero y septiembre de 2020 (214,235.8 MWh) en comparación con el mismo periodo de 2019 (242,081.7 MWh). Los meses en que más disminuyó la energía indisponible de un año al otro fueron marzo y abril, cuando el PML promedio diario del SIN en el MDA se redujo 64.5 % y 70.8 %, respectivamente. La energía indisponible promedio diaria del SIN decreció 35.2 % y 27.8 % en marzo y abril de 2020, respectivamente. La influencia de la indisponibilidad de energía sobre la contracción del PML se disipó en el último trimestre del año, pues mientras la energía indisponible

promedio diario aumentó 12.0 % en el cuarto trimestre de 2020 (337,058.8 MWh) con respecto al mismo trimestre de 2019 (300,997.3 MWh), el PML promedio diario decreció 22.5 % en el mismo lapso.

Gráfica 8. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Nota: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

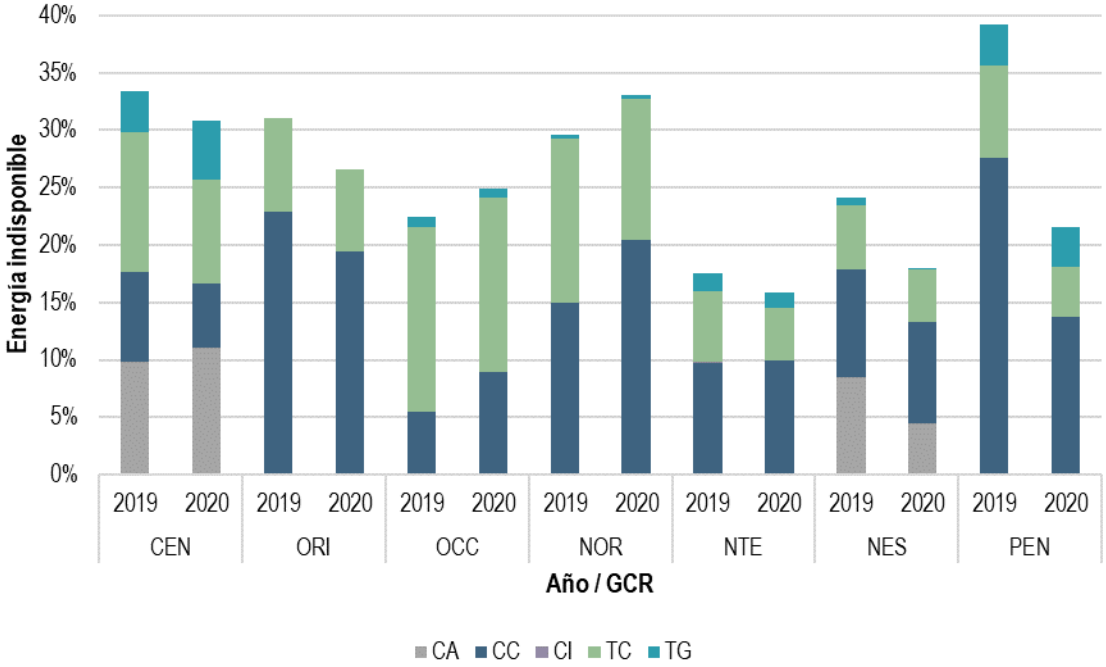
Las GCR donde la energía indisponible contribuyó más en la disminución de los PML fueron PEN y NES (ver Gráfica 9).

La GCR PEN fue la gerencia que registró la mayor reducción de la energía indisponible en 2020 (17.7 puntos porcentuales menos en relación con 2019), especialmente por parte de las UCE de menor costo (CC), a pesar de que la capacidad neta de esta GCR creció únicamente 95.3 MW (ver Gráfica 5). La disminución de la energía indisponible en la GCR PEN permitió que esta región redujera su dependencia a las inyecciones de energía provenientes de la GCR ORI y, por ende, que bajara la saturación de los Enlaces de Interconexión entre estas dos GCR.[14] La coincidencia de estos dos factores (menos energía indisponible por parte de las UCE CC y menos saturación) contribuyó a la contracción de 59.8 % del PML de la GCR PEN (ver Tabla 1).

La GCR NES fue la segunda GCR que más redujo su energía indisponible (6.1 puntos porcentuales) y la que más expandió su capacidad neta (1,185.6 MW, ver Gráfica 5) a lo largo de 2020. La disminución generalizada de la energía indisponible por parte de las UCE con tecnologías CC, TC, CA y TG en esta región coadyuvó a la reducción de alrededor de 50.0 % de su PML (ver Tabla 1).

[14] Los enlaces que interconectan las GCR ORI y PEN se saturaron durante 1,204 y 115 horas-enlaces en 2019 y 2020, respectivamente, con un costo marginal promedio igual a $1,948.5/MWh en 2019 y de $1,356.8/MWh en 2020.

Gráfica 9. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA por tipo de tecnología y GCR del SIN, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

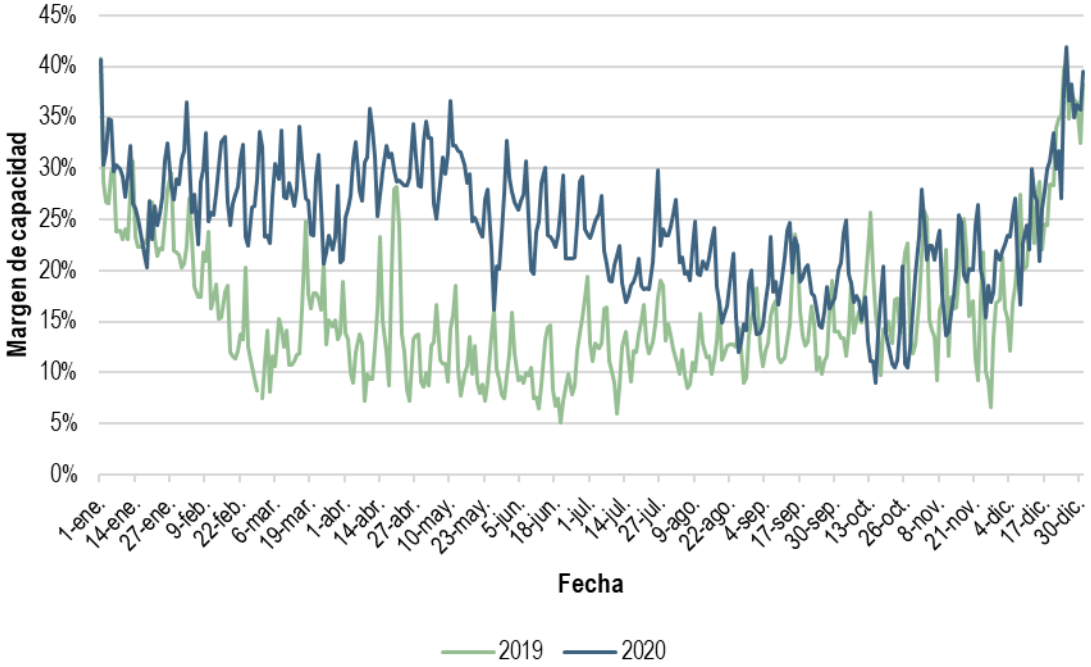
Existe otro mecanismo mediante el cual la disminución de la energía indisponible y la expansión de la capacidad neta del SIN llevaron a la contracción del PML en 2020: el aumento del margen de capacidad después de reservas[15] (ver Gráfica 10). La presencia de un alto margen de capacidad en la hora de menor margen de reserva diario previno que el AU-MDA arrojara cortes de energía que impulsaran el PML al alza como consecuencia del factor de penalización[16] asociado a cualquier cantidad de energía no suministrada.[17]

[15] El margen de capacidad después de reservas muestra la capacidad disponible que tiene el sistema después de satisfacer tanto la demanda de energía como el requerimiento de reservas. Este margen se expresa como un porcentaje respecto a la capacidad disponible total. De tal manera que un margen de capacidad igual a 40.0 % indicaría que el 60.0 % restante de la capacidad se empleó para cubrir la demanda y el requerimiento de reservas. Se espera que este porcentaje sea mayor que cero para evitar cortes de energía o la relajación de los requerimientos de reserva.

[16] Un corte de energía se puede presentar en una carga directamente modelada o indirectamente modelada. Si el corte ocurriera en la primera, entonces el valor del PML correspondería al precio tope del sistema. En cambio, si el corte se presenta en una carga indirectamente modelada, el factor de penalización se distribuye entre los NodosP por medio de los Vectores de Distribución de la ZC donde se presenta el corte, dando como resultado que el valor del PML sea cercano al precio tope del sistema.

[17] El MTR se registraron 35 corte de energía a lo largo de 2020. El más relevante de estos aconteció el 28 de diciembre de 2020 a las 14:28 horas. La carga afectada por este corte ascendió a 8,696 MW, lo que representó 27.4 % de la demanda de energía que había en ese momento. Para más información sobre este evento, favor de consultar la sección 2.1.2.5 de este reporte.

Gráfica 10. Margen de capacidad después de reservas en la hora de menor margen diario en el MDA del SIN, 2019 y 2020



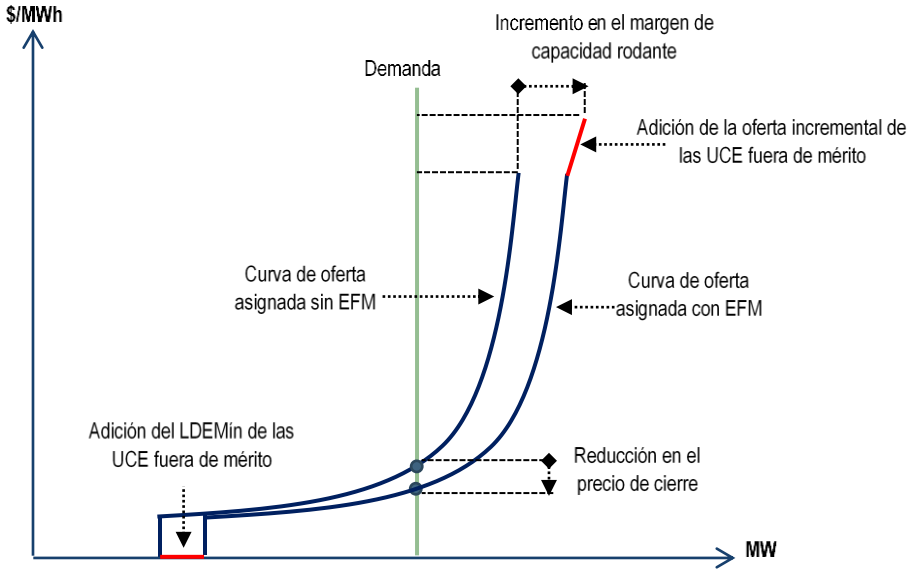
Nota: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

INCREMENTO DE LA EFM

El margen de capacidad rodante muestra la capacidad disponible sincronizada con que cuenta el sistema una vez que ya se cubrió la demanda de energía. En un escenario ideal, donde no hubiera restricciones de flexibilidad operativa (como tiempos mínimos de operación y paro o LDEMín), la capacidad rodante debería igualarse con el total de Reservas Rodantes asignadas (RREG, RR10 y RRS). No obstante, se ha identificado que la capacidad de generación asignada tiende a sobrepasar los niveles de demanda y de requerimiento de reservas en el SIN, como consecuencia del aumento de la EFM (ver sección 4.2). Esta situación representa un área de oportunidad en el proceso de asignación de UCE en el SIN.

La cantidad de EFM en el sistema afecta al PML. Esto acontece porque una mayor participación de la EFM desplaza a las Ofertas de Venta que compiten en el mercado con precio, lo que ocasiona que margine una UCE más barata que la que hubiera marginado si la EFM no se hubiera elevado (ver Ilustración 1).

Ilustración 1. Mecanismo mediante el cual una mayor asignación de EFM lleva a una disminución del PML



Fuente: Elaboración propia.

El margen de capacidad rodante promedio diario del SIN creció 70.0 % en el primer semestre de 2020 con relación al dato reportado en el mismo lapso de 2019, debido, en parte, al aumento de la EFM en casi el doble (ver Tabla 4). Sin embargo, este efecto fue mayor en el primer trimestre de 2020 por el cambio en el proceso de selección de UCE por Confiabilidad (ver sección 4.2).

El incremento de la EFM de enero a junio de 2020 con respecto al mismo periodo de 2019 coadyuvó a la reducción del PML promedio diario del SIN. El incremento de 124.4 % de la EFM en el primer trimestre llevó a una disminución de 62.8 % del PML promedio diario del SIN, aun cuando la demanda de energía diaria creció 2.0 %. Asimismo, el aumento de 69.2 % de la EFM promedio diario en el segundo trimestre incidió, en conjunto con la caída de 7.8 % de la demanda de energía, en la reducción de 66.0 % del PML promedio diario. La influencia de la EFM sobre el decrecimiento de los PML del SIN desapareció en los últimos dos trimestres de 2020, ya que la EFM promedio diario descendió 12.8 % en el tercer trimestre (al bajar de 2,180.9 MWh en 2019 a 1,901.3 MWh en 2020) y 18.6 % en el cuarto trimestre (al disminuir de 3,382.8 MWh en 2019 a 2,754.4 MWh en 2020).

Tabla 4. EFM y margen de capacidad rodante promedio diario por trimestre en el SIN, 2019 y 2020

Año	Margen de capacidad rodante (MW)				EFM (MWh)			
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
2019	3,033.9	2,450.3	2,723.5	4,128.1	2,182.8	1,855.6	2,180.9	3,382.8
2020	5,217.8	4,098.1	2,660.9	3,825.8	4,898.6	3,139.1	1,901.3	2,754.4

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

AUMENTO DE LA GENERACIÓN HI ASIGNADA FUERA DE MÉRITO

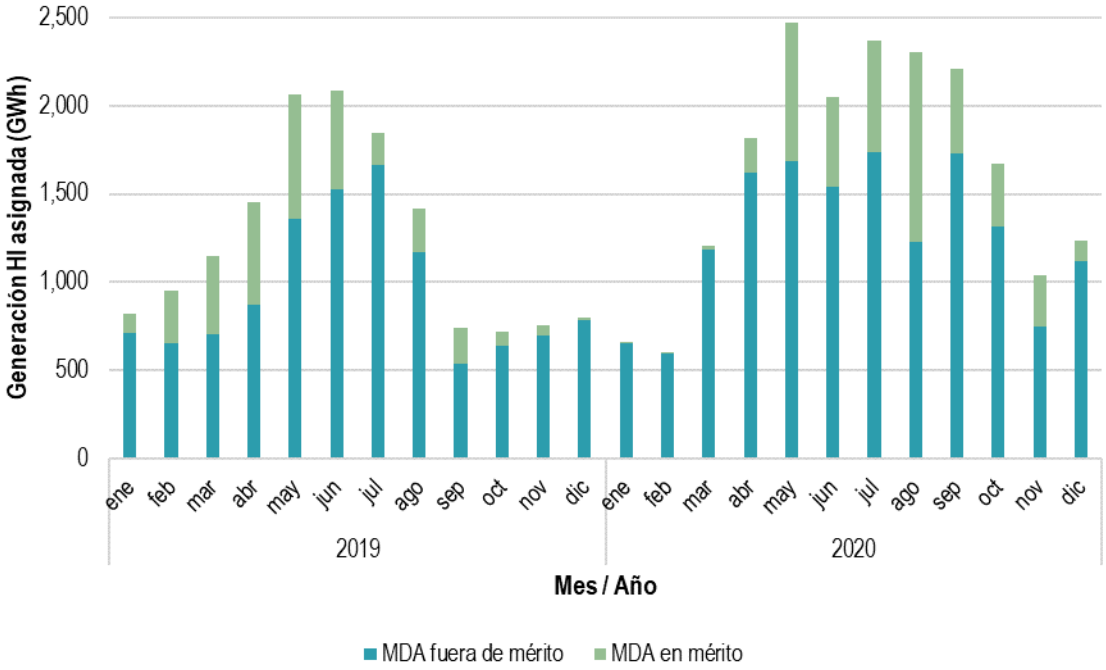
La asignación de generación HI incide sobre la evolución del PML de forma similar a las Ofertas de Venta NP. La asignación y despacho de la generación HI programable debe hacerse en función de la relación de sus Costos de Oportunidad con el resto de las Ofertas de Venta de energía del sistema. No obstante, la generación HI está sujeta a una condición adicional: el cumplimiento del límite mínimo de energía diaria ingresada al AU-MDA. Esta restricción determina la mayor parte de la generación HI asignada, por lo que las UCE HI resultan despachadas como EFM aun

cuando sus Costos de Oportunidad son mayores que el PML.[18] Es de esta manera como la generación HI se comporta como una Oferta de Venta NP, por lo que el incremento de la generación HI impulsa el PML a la baja.

El total de la energía generada por las CE HI en 2020 (19,621.4 GWh) excedió en 32.6 % a la registrada en 2019 (14,799.8 GWh) gracias a la mayor disponibilidad del recurso hídrico (ver sección 2.1.2.2). Este incremento representó 4,821.7 GWh más de generación HI en 2020 con relación al año previo, de los cuales el 79.2 % (3,821.1 GWh) fue asignado fuera de mérito. El que la mayor parte de la generación HI adicional de 2020 haya sido asignada fuera de mérito contribuyó a la baja del PML del SIN.

Los mayores incrementos de la generación HI asignada fuera de mérito tuvieron lugar en abril, septiembre y octubre (ver Gráfica 11). En estos tres meses de 2020, la generación HI asignada fuera de mérito se elevó 85.0 %, 221.1 % y 104.3 %, respectivamente, en comparación con los mismos meses de 2019; mientras que el PML decreció en 70.8 %, 56.5 % y 38.1 %, respectivamente.

Gráfica 11. Generación HI asignada en mérito y fuera de mérito en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CAÍDA DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EMPLEADOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Los combustibles son un insumo básico para la generación de energía eléctrica y el costo de generación más relevante. Los precios promedio de cuatro de los cinco combustibles empleados para la generación de energía

[18] En la actualidad, no existe una correspondencia entre los Costos de Oportunidad de las CE HI y los PML, ya que el despacho de este tipo de centrales se determina, en su mayoría, con base en el cumplimiento de los límites mínimos de energía diaria, los cuales son ajustados para cumplir con la Planeación Operativa de Mediano Plazo y la Política Hidroeléctrica. Lo anterior provoca que la generación HI tenga un comportamiento similar a una Oferta de Venta de energía NP, lo cual limita la posibilidad de que margine y aumenta la EFM. No obstante, los Costos de Oportunidad deberían ser usados como una referencia de las condiciones futuras en comparación con la condición actual del sistema. El uso innecesario de generación hidroeléctrica con Costos de Oportunidad altos (superiores a los PML) tiene tres efectos: (i) tiende a deprimir los PML en el corto plazo, lo cual desincentiva la inversión eficiente en plantas de generación, (ii) distorsiona el uso del recurso hídrico en el mediano plazo, lo que determina las decisiones de almacenamiento y mantenimiento de las CE HI y (iii) puede implicar que en un futuro los niveles de almacenamiento sean menores y, por lo tanto, se termine pagando un Costo de Oportunidad elevado o más por la misma cantidad de energía. Para más información, consultar la sección 2.1.2.3 del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.

eléctrica en México disminuyeron de 2019 a 2020 (ver Tabla 5). Estos combustibles fueron combustóleo, diésel, gas natural licuado (GNL) y GN, los cuales bajaron sus precios en 27.5 %, 16.2 %, 10.7 % y 3.2 %, respectivamente.

Tabla 5. Precio promedio mensual de los combustibles empleados para la generación de energía y variación mensual, 2019 y 2020

Mes	GN			Carbón			Combustóleo			GNL			Diésel		
	Precio ($/MMBtu)		Var. (%)	Precio ($/MMBtu)		Var. (%)	Precio ($/MMBtu)		Var. (%)	Precio ($/MMBtu)		Var. (%)	Precio ($/MMBtu)		Var. (%)
	2019	2020		2019	2020		2019	2020		2019	2020		2019	2020	
Enero	63.0	38.5	-38.9	69.1	65.1	-5.8	169.2	99.0	-41.5	183.6	112.8	-38.6	453.4	459.1	1.3
Febrero	59.0	36.2	-38.6	67.5	64.5	-4.4	194.2	118.1	-39.2	168.6	103.8	-38.5	473.8	428.3	-9.6
Marzo	53.8	38.0	-29.3	66.6	66.6	0.0	198.1	80.5	-59.4	158.5	125.2	-21.0	481.4	393.4	-18.3
Abril	44.4	39.8	-10.4	64.3	73.4	14.1	201.7	58.5	-71.0	133.8	136.3	1.9	487.2	357.7	-26.6
Mayo	44.2	48.6	9.8	64.0	71.0	11.0	186.9	85.4	-54.3	127.6	118.6	-7.1	486.1	358.5	-26.2
Junio	42.8	42.5	-0.6	62.6	71.9	14.8	166.7	114.6	-31.3	117.2	104.2	-11.1	462.9	388.7	-16.0
Julio	43.4	45.3	4.3	64.3	74.6	16.0	176.0	132.1	-25.0	113.7	110.7	-2.6	468.1	410.0	-12.4
Agosto	43.7	56.6	29.3	63.9	74.0	15.8	128.9	139.4	8.1	112.6	117.9	4.7	463.0	407.6	-12.0
Septiembre	51.8	50.6	-2.3	65.0	74.6	14.6	139.9	122.7	-12.2	121.3	109.9	-9.4	479.3	386.1	-19.4
Octubre	45.0	51.4	14.3	65.3	75.9	16.1	105.8	126.4	19.4	114.1	127.9	12.1	474.5	389.2	-18.0
Noviembre	51.3	59.1	15.2	67.1	73.2	9.1	81.4	123.9	52.2	130.5	127.3	-2.4	465.9	378.7	-18.7
Diciembre	43.9	59.8	36.0	66.1	77.2	16.8	89.9	130.9	45.6	117.9	131.0	11.1	474.6	392.6	-17.3
Anual	**48.8**	**47.2**	**-3.2**	**65.5**	**71.9**	**9.7**	**153.0**	**111.0**	**-27.4**	**133.1**	**118.9**	**-10.7**	**472.5**	**395.8**	**-16.2**

Nota: Los precios que aquí se contemplan son aquellos que fueron calculados para la ECO.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La caída de los precios de la mayoría de los combustibles tuvo como consecuencia una reducción de los precios promedio de las Ofertas de Venta (ver Tabla 6), lo que a su vez llevó al aplanamiento de la curva de oferta y, con ello, a la disminución del PML del SIN de 2019 a 2020. Las Ofertas de Venta que más bajaron su precio promedio fueron las de las UCE con tecnología TC que usaron combustóleo (cuyo precio registró la mayor caída entre los combustibles empleados para generación) y mezclas (a base de combustóleo), las cuales disminuyeron su precio promedio calculado en la Evaluación de Consistencia de Ofertas (ECO) en 22.1 % y 48.1 %, respectivamente.

Tabla 6. Precio promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO por tipo de tecnología y combustible en el SIN, 2019 y 2020

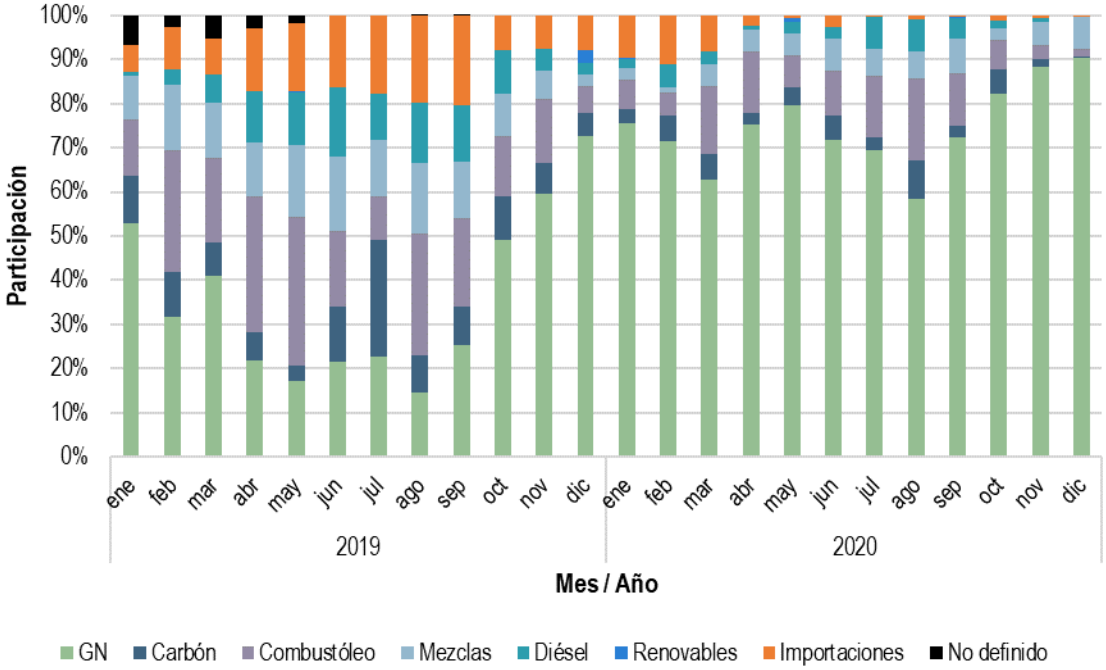
Tecnología y combustible	Precio promedio ($/MWh)		Variación (%)
	2019	2020	
TG - diésel	5,741.0	5,503.5	-4.1
CC - diésel	3,230.7	2,974.6	-7.9
TC - combustóleo	1,684.5	1,313.1	-22.1
TC - mezclas	1,375.9	714.2	-48.1
CA	938.1	937.7	0.0
TG - GN	774.9	787.6	1.6
TC - GN	643.0	676.5	5.2
CC - GN	455.2	412.6	-9.4

Notas: Se excluyeron las importaciones de esta comparación dado que no reportan el tipo de tecnología ni de combustible con que ofertan. Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Aun cuando el precio promedio del combustóleo y de las Ofertas de Venta que emplearon este combustible fueron los que más decrecieron de 2019 a 2020, la disminución del precio del GN fue la que más abonó a la contracción del PML del SIN (ver Tabla 5). Esto se debió al aumento de la frecuencia con que marginaron las UCE con GN, de 37.3 % de las horas de 2019 a 75.6 % de las horas de 2020 (ver Gráfica 12).

Fue así como la mayoría de las Ofertas de Venta marginaron con precios promedio que rondaron entre $412.6/MWh y $787.6/MWh (precios de las Ofertas de Venta con GN) en vez de precios de hasta $1,313.1/MWh (precios de las Ofertas de Venta que emplearon combustóleo, ver Tabla 6).

Gráfica 12. Participación de las UCE marginales por tipo combustible en el MDA del SIN, 2019 y 2020

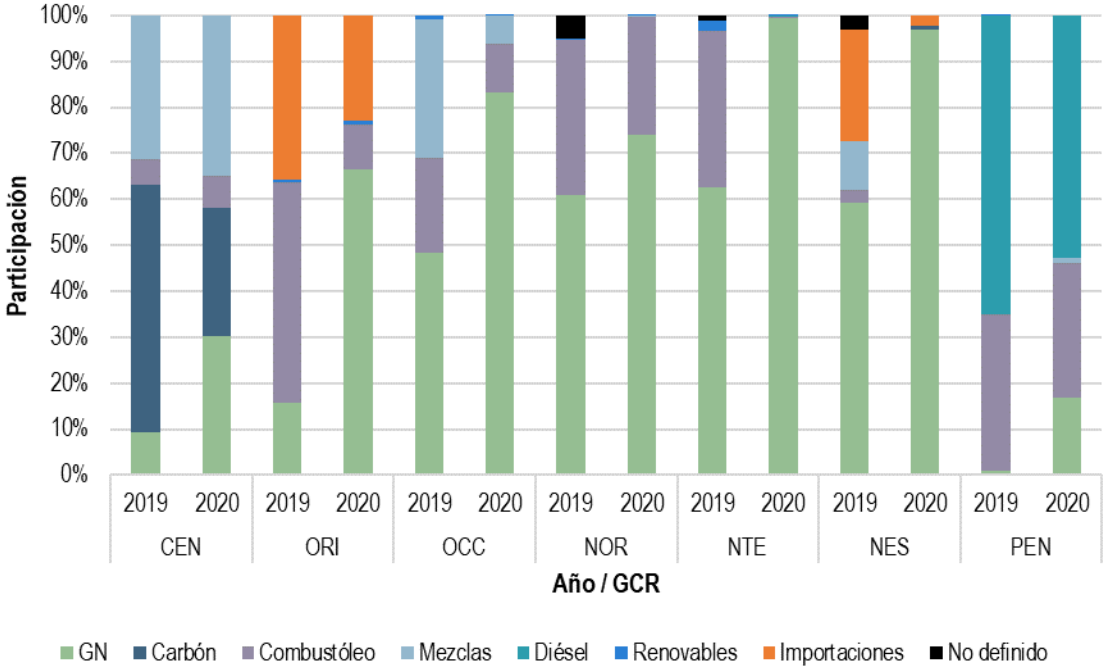


Notas: Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad y "No definido" cuando una UCE no tiene un combustible dado de alta en los parámetros registrados ante el CENACE. "Renovable" incorpora las UCE HI, FV y EO, mismas que marginaron el 0.31 % de las horas de 2019 y el 0.14 % de las horas de 2020. Las "Importaciones" corresponden a transacciones internacionales.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La frecuencia con que marginaron las UCE con GN incrementó de 2019 a 2020 en las siete GCR del SIN, aunque en diferentes magnitudes (ver Gráfica 13). Las GCR ORI, NES, NTE y OCC fueron donde más se elevó el número de horas en las que marginaron las UCE con este combustible de un año al otro, lo cual incidió en la reducción de al menos 50.0 % del PML de estas cuatro GCR (ver Tabla 1). La dimensión en que aumentó la frecuencia con que marginaron las UCE con GN en estas cuatro GCR fue la siguiente: 50.8 puntos porcentuales en la GCR ORI en sustitución de las UCE con combustóleo y de las importaciones; 37.5 puntos porcentuales en la GCR NES en lugar de las importaciones, de las UCE con mezclas y combustóleo, así como de las UCE renovables;[19] 36.7 puntos porcentuales en la GCR NTE en reemplazo de las UCE que utilizan combustóleo y diésel, además de las UCE renovables; y 35.0 puntos porcentuales en la GCR OCC en relevo de las UCE con mezclas y combustóleo.

[19] Las UCE clasificadas como renovables incluyen las tecnologías HI, FV y EO.

Gráfica 13. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible en el MDA por GCR del SIN, 2019 y 2020



Notas: Distribución anual. Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad y "No definido" cuando una UCE no tiene un combustible dado de alta en sus parámetros registrados ante el CENACE. "Renovable" incorpora las UCE HI, FV y EO.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

REDUCCIÓN DE LA SATURACIÓN DE LA RNT

La saturación de la RNT es un factor que afecta al PML por medio del costo marginal asociado a cada hora-enlace de saturación, el cual influye sobre el Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales (CCM).

Se considera que un enlace está saturado si la energía que fluye a través de él alcanza su límite operativo de transmisión, por lo que no es posible transmitir más energía por medio de dicho elemento sin arriesgar la integridad operativa del elemento. Esta situación lleva a usar energía local de mayor costo para cumplir con el balance entre demanda y generación, lo que provoca que difieran los precios de los recursos marginales a cada lado del enlace saturado. Los costos marginales de saturación muestran la cantidad en que bajaría el costo de producción si el límite de transmisión de dicho enlace incrementara en 1 MW. Por ello, se asume que, a mayor saturación de la RNT, mayor el efecto al alza sobre el PML.

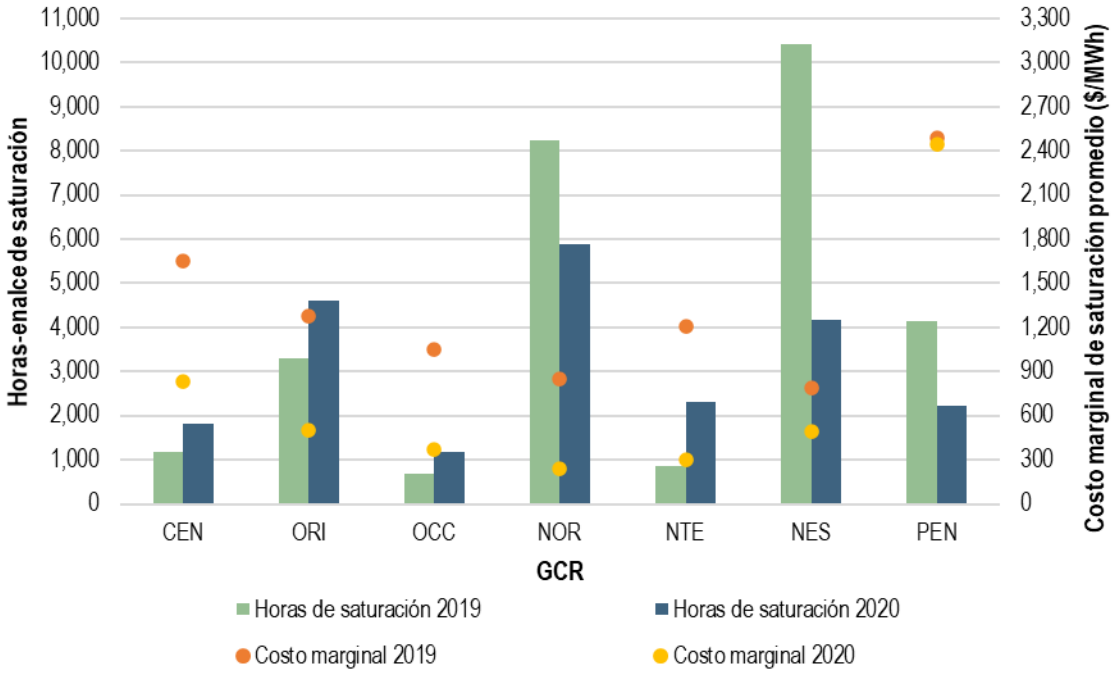
Se analizan dos indicadores para medir la saturación de la RNT. El primero cuenta el número de enlaces saturados multiplicado por las horas en las que se presentan saturación, lo cual se define como horas-enlace de saturación. Con base en lo anterior, se espera un incremento del PML conforme mayor sea el número de horas-enlace de saturación. El segundo mide el efecto de esta saturación al promediar los costos marginales de saturación de estos enlaces, por lo que se espera un aumento del PML mientras mayor sea el costo marginal de la saturación.

El número de horas-enlace en que se registró saturación en el SIN durante 2020 decreció 27.2 % con respecto a lo observado en 2019. Se registraron 31,517 y 22,930 horas-enlace de saturación 2019 y 2020, respectivamente. De igual manera, se redujo el costo marginal de saturación promedio en 44.4 % (al descender de $1,105.6/MWh en 2019

a $614.6/MWh en 2020). Esta disminución del costo marginal de saturación mostró que los costos de las UCE marginales a cada lado de los enlaces saturados difirieron menos en 2020 en comparación con 2019, puesto que el descenso de la saturación en 2020 previno que se tuviera que emplear generación de mayor costo. La combinación de estos dos factores (menos horas-enlace de saturación y menor costo marginal de saturación promedio) abonó a la caída del PML del SIN que se registró en 2020.

La reducción de las horas-enlace de saturación y la disminución del costo marginal de saturación promedio no fueron homogéneas en las GCR que constituyen al SIN. Incluso, las horas-enlace de saturación incrementaron en cuatro GCR: NTE, CEN, OCC y ORI (ver Gráfica 14). Sin embargo, en estas cuatro GCR el costo marginal de saturación promedio asociado a cada hora-enlace de saturación bajó de 2019 a 2020, con lo que se evitó que estas horas-enlace de saturación propiciaran un crecimiento del PML en estas GCR y en el SIN.

Gráfica 14. Horas-enlaces de saturación y costo marginal de saturación promedio por GCR en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Nota: Los Enlaces de Interconexión que conectan dos GCR fueron asignados a la GCR que corresponde a los dos primeros dígitos de la rama que reportó saturación, por lo que se cuentan una sola vez.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

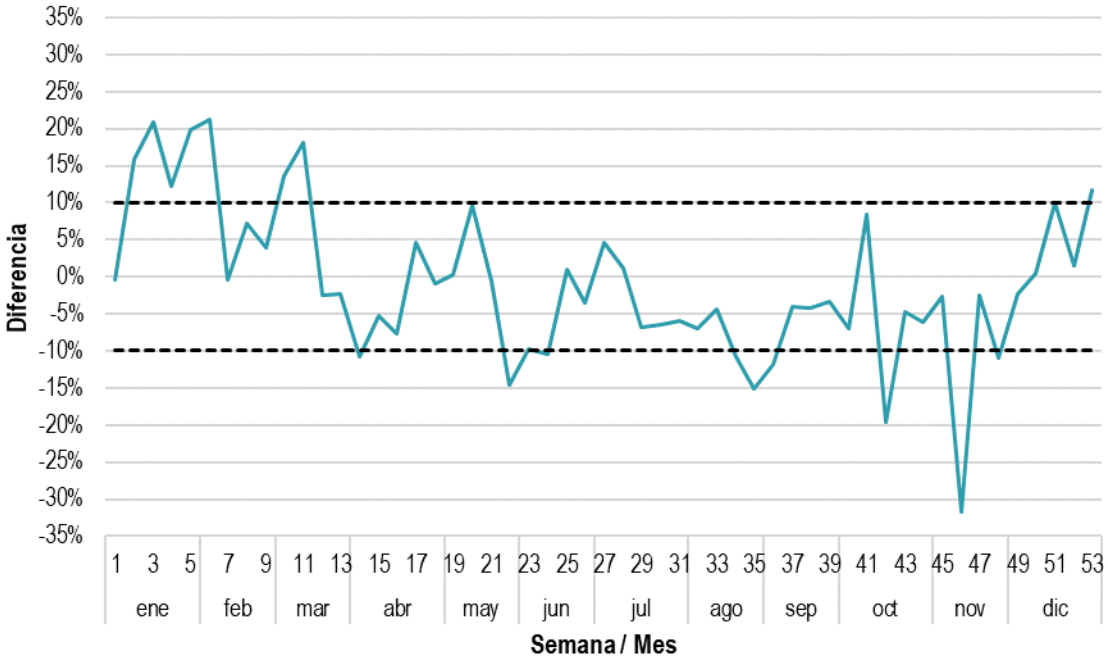
2.1.1.3 ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE CONTRIBUYERON A LA CONTRACCIÓN DEL PML EN EL MTR

En el SIN, el PML promedio diario del MTR de 2020 ($567.5/MWh) resultó 4.5 % menor que el registrado en el MDA ($594.5/MWh). La diferencia promedio semanal entre el PML del MTR y el PML del MDA se conservó dentro del rango de referencia de +/- 10.0 % en 36 de las 53 semanas que hubo en 2020 (ver Gráfica 15).[20] Las siete de las ocho semanas en que el PML del MTR superó en mayor medida al del MDA (por arriba del valor de referencia de + 10.0 %)

[20] El umbral de +/-10.0 % es un rango de referencia para identificar valores atípicos en las diferencias entre los PML del MDA y del MTR. Aunque este rango de referencia no es un indicador de eficiencia del mercado, su valor está asociado al nivel de madurez del mercado. Un mercado eficiente presenta diferencias entre los PML de ambos procesos de mercado debido a la naturaleza estocástica de las operaciones en Tiempo Real, las cuales están condicionadas por las características y restricciones físicas del sistema eléctrico. Cabe señalar que los mercados maduros tienden a mostrar menores diferencias entre los PML al contar con el desarrollo tecnológico, procedimientos y mecanismos que permiten que los procesos del mercado eléctrico operen de forma integrada.

se agruparon en el primer trimestre del año. En contraste, seis de las nueve semanas en que el PML del MTR fue predominantemente menor que el del MDA (por debajo del valor de referencia de - 10.0 %) tuvieron lugar en la segunda mitad del año.

Gráfica 15. Diferencia promedio semanal entre el PML del MDA y el PML del MTR en el SIN, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El diferencial entre el PML del MTR y el PML del MDA se mantuvo dentro del rango de referencia +/- 10.0 % en la mayor parte de 2020, aun cuando la demanda del MTR superó en 1.5 % a la del MDA y hubo generación asignada a las Ofertas de Venta TE e importaciones que no fue inyectada en el MTR, con lo cual era de esperarse que la diferencia de precios entre ambos procesos de mercado fuera mayor. No obstante, se logró mantener la brecha entre los PML del MDA y del MTR dentro del rango de referencia +/- 10.0 % gracias a que dichos faltantes de energía fueron cubiertos con energía que participa en el mercado sin precio (NP, CIL, HI y RN) en el MTR. Esta medida previno que se recurriera a UCE más caras en el MTR que en el MDA y, por consecuencia, que marginaran UCE de mayores costos en el MTR, lo cual hubiera elevado el PML del MTR y, con ello, ampliado el diferencial entre los precios de ambos procesos de mercado.

En 2020, se asignaron 7,491.7 GWh más de generación en el MTR que en el MDA a las UCE con Oferta de Venta NP, CIL, HI y RN (ver Tabla 7). De éstos, 4,364.5 GWh fueron destinados a satisfacer el excedente de demanda de energía que se presentó en el MTR con relación al MDA. Los 3,127.2 GWh restantes sirvieron para cubrir la energía no entregada en Tiempo Real por parte de las Ofertas de Venta TE (-3,113.0 GWh) y las importaciones (-14.2 GWh).

Tabla 7. Generación asignada por Oferta de Venta en el MDA y el MTR del SIN, 2020

Tipo de Oferta de Venta	Generación asignada (GWh)		Diferencia (GWh)
	MDA	MTR	
CIL	50,904.2	52,794.7	1,890.5
HI	19,621.4	21,031.3	1,409.9
NP	31,473.2	35,295.1	3,821.9
RN	17,147.3	17,516.8	369.5
TE	180,079.7	176,966.7	-3,113.0
IM	176.2	162.0	-14.2
Total	**299,402.0**	**303,766.5**	**4,364.6**

Nota: La diferencia se calcula como la generación asignada en el MTR menos la generación asignada en el MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si la energía que no entregaron las UCE con Oferta de Venta TE y tecnologías CC (-2,325.5 GWh), CA (-548.5 GWh) y TC (-339.8 GWh) en Tiempo Real (ver Tabla 8) no hubiera sido atendida, en su mayoría, con energía que participa en el mercado sin precio, se hubiera tenido que recurrir a UCE TG (las que ofertan los costos más altos), lo cual hubiera impulsado el PML del MTR al alza.

Tabla 8. Generación asignada a las Ofertas de Venta TE por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del SIN, 2020

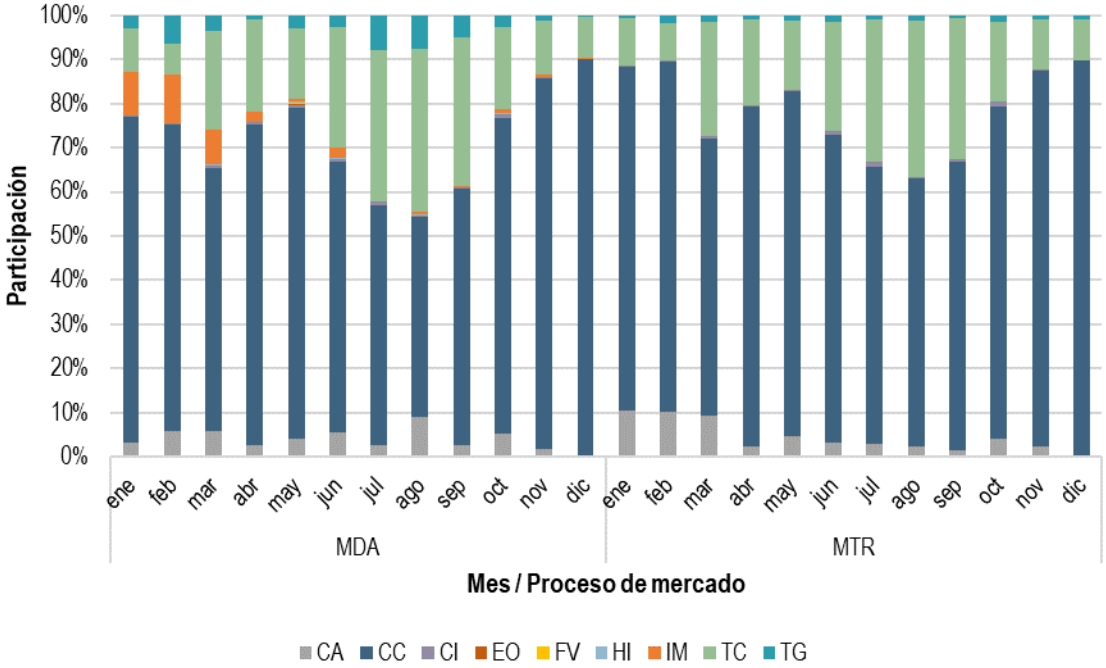
Tipo de tecnología	Generación asignada (GWh)		Diferencia (GWh)
	MDA	MTR	
CA	11,617.2	11,068.6	-548.5
CC	146,625.2	144,299.7	-2,325.5
CI	411.4	414.8	3.4
TC	17,005.1	16,665.3	-339.8
TG	4,420.8	4,518.2	97.4
Total	**180,079.7**	**176,966.7**	**-3,113.0**

Nota: La diferencia se calcula como la generación asignada en el MTR menos la generación asignada en el MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Otra condición que coadyuvó a conservar la brecha del PML entre el MDA y del MTR dentro del rango de referencia +/- 10.0 % fue que en más de la mitad de las horas de cada mes de 2020 marginaron las UCE con la tecnología de menor costo (CC) en ambos procesos de mercado (ver Gráfica 16). Las UCE CC marginaron con mayor frecuencia en el MTR (74.1 % de las horas del año) que en el MDA (69.3 % de las horas del año) por la presencia de dos condiciones: (i) más energía asignada a las Ofertas de Venta sin precio en el MTR que en el MDA (ver Tabla 7),[21] y (ii) una curva de oferta más plana en 2020 (ver Gráfica 5), como resultado de la disminución de los precios promedio de las Ofertas de Venta (ver Tabla 6) que aconteció tras la reducción de los precios de la mayoría de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica (ver Tabla 5).

[21] La energía asignada sin precio en la simulación del MTR Ex-post incluye a las importaciones que fueron asignadas en el MDA. Para más información, favor de consultar el apartado "Diferencias en las Ofertas de Venta Marginales" de la sección 2.2.1.3.

Gráfica 16. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del SIN, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Dado este escenario, en el cual el diferencial entre el PML del MDA y del MTR estuvo dentro del rango de referencia +/- 10.0 % la mayor parte del año, y en el que la caída del PML de 2019 a 2020 fue similar en ambos procesos de mercado (-54.1 % en el MDA y -57.1 % en el MTR), no se encontraron variables adicionales que hayan incidido de manera focalizada en la disminución del PML en el MTR.

2.1.1.4 CONCLUSIONES

El PML promedio diario del SIN descendió 54.1 % en el MDA y 57.1 % en el MTR en 2020 con respecto a 2019.

La evolución del PML en el SIN se explicó por la combinación de siete condiciones en el MEM que coadyuvaron a mantener un menor nivel de los precios a lo largo de 2020 en comparación con 2019. La primera condición analizada fue la reducción de la demanda de energía en el segundo y tercer trimestre de 2020, la cual se originó por las medidas de confinamiento que se implementaron para controlar la propagación de la pandemia COVID-19. La demanda de energía del SIN se contrajo al menos 7.8 % y 3.5 % en el MDA y el MTR en el segundo y tercer trimestre de 2020, respectivamente, en contraste con lo registrado en los mismos trimestres de 2019.

Los siguientes cuatro factores identificados se relacionaron con la oferta de energía: (i) la expansión de la capacidad neta, (ii) la disminución de la energía indisponible, (iii) el incremento de la EFM y (iv) el aumento de la generación HI asignada fuera de mérito. Los dos primeros elementos contribuyeron a que la capacidad de las UCE para ofertar energía en el SIN se elevara de 2019 a 2020. Asimismo, hicieron que el margen de capacidad después de reservas aumentara, con lo cual se logró prevenir que el AU-MDA arrojara cortes de energía que llevaran los PML del SIN al alza como resultado del factor de penalización asociado a cualquier cantidad de energía no suministrada. Mientras que los últimos dos elementos abonaron a la disminución del PML al desplazar las Ofertas de Venta que compiten con precio, con lo que propiciaron que marginaran UCE de menores costos.

La capacidad neta del SIN creció 3,230.4 MW gracias a la entrada de 3,928.7 MW adicionales, los cuales más que compensaron la salida de 708.3 MW de capacidad neta de este sistema. La expansión de la capacidad neta coadyuvó a la caída del PML puesto que 64.2 % de los 3,928.7 MW adicionales que se incorporaron al SIN procedió de las UCE con tecnologías EO y FV (las cuales participan con Ofertas de Venta sin precio en el mercado) y 24.4 % fue aportado por las UCE con tecnología CC (las que ofertan los costos más bajos del mercado).

El decrecimiento de la energía indisponible en el SIN (-4.6 %) incidió en la disminución de su PML gracias a que la tecnología que oferta los costos más bajos en el MEM (CC) fue la que más redujo su indisponibilidad de un año al otro.

La EFM influyó sobre la baja de los PML del SIN únicamente en la primera mitad del año. La EFM aumentó 124.4 % en el primer trimestre de 2020 en relación con el mismo periodo de 2019, lo cual abonó a la contracción del PML del SIN a pesar de que la demanda de energía fue mayor (2.0 %). En el segundo trimestre, la EFM registró un crecimiento de 69.2 %, el cual coadyuvó, en conjunto con la disminución de la demanda de energía (-7.8 %), a la caída del PML.

El aumento de la generación asignada con Oferta de Venta HI (32.6 %), constituido por asignación fuera de mérito en su mayoría (79.2 %), propició la contracción del PML del SIN dado que la generación HI se comporta como una Oferta de Venta NP.

Por otra parte, la caída de los precios de cuatro de los cinco combustibles empleados para la generación de energía también incidió sobre la disminución del PML del SIN. El decrecimiento de 3.2 % del precio del GN fue el que más abonó a los PML bajos de 2020, puesto que las UCE que marginaron con mayor frecuencia (al menos siete de cada 10 veces) emplearon este combustible. La frecuencia con que marginaron las UCE con GN se elevó de 37.3 % de las horas de 2019 a 75.6 % de las horas de 2020.

La última condición estudiada fue la saturación de la RNT. La disminución de 27.2 % de las horas-enlace de saturación y de 44.4 % del costo marginal de saturación promedio propiciaron CCM más bajos en 2020 que en 2019, lo cual ayudó a que el PML del SIN tendiera a la baja.

Finalmente, no se encontraron factores adicionales que hayan incidido de forma focalizada en la contracción del PML en el MTR del SIN, puesto que la reducción anual del PML fue similar en el MDA (-54.1 %) y en el MTR (-57.1 %), además de que el diferencial de precios entre ambos procesos de mercado se mantuvo en el rango de referencia de +/- 10.0 % la mayor parte del año. Esta situación se debió a que las UCE CC marginaron en dos de cada tres horas de 2020, tanto en el MDA como en el MTR.

2.1.2 Eventos Relevantes del SIN

2.1.2.1 Diferencias en la generación hidroeléctrica programable entre la Planeación Operativa y la operación en Tiempo Real

En 2020 la energía almacenada HI en Tiempo Real fue superior a la pronosticada en la Planeación Operativa y a la modelada en el MDA, incluso su comportamiento fue opuesto con respecto al año previo. Este evento se vio reflejado en el descenso de los Costos de Oportunidad y en una mayor disponibilidad del recurso hídrico, tanto en el MDA como en Tiempo Real. En adición, la generación HI reportó diferencias en el MTR con respecto al MDA y su mayor volumen impactó en el patrón del suministro de reservas.

El objetivo de esta sección es mostrar la evolución de la generación con tipo de Oferta de Venta HI en los dos procesos de mercado: MDA y MTR, y explicar las posibles causas de su incremento. Asimismo, se busca identificar y analizar el efecto que tuvo el nivel de almacenamiento de los embalses asociados a la Oferta de Venta de energía HI

programable en el Costo de Oportunidad y su relación con el comportamiento de los PML, además del cambio en la distribución de la asignación de los Servicios Conexos que esto ocasionó.

PANORAMA GENERAL DE LA GENERACIÓN HI

Al cierre de 2020, la energía almacenada real de las CE HI excedió a la pronosticada en la Planeación Operativa[22] en 2.6 TWh (16.1 % más de lo previsto), mientras que para el año previo ocurrió lo contrario: la energía almacenada pronosticada superó a la real en 10.1 %. De la misma manera, la generación acumulada real de 2020 fue 4.5 TWh (29.0 %) mayor con respecto a la pronosticada, en cambio, al finalizar el 2019 fue 0.1 % menor a la pronosticada en la Planeación Operativa. Lo anterior indica que para el 2020 se previó un escenario menos optimista en cuanto al volumen de escurrimientos y aportaciones pluviales reales a los embalses de las CE HI.

En la Gráfica 17 se observa que la energía almacenada modelada en el MDA siguió el comportamiento de la real, aunque con una diferencia de -0.3 TWh al cierre de diciembre; así también la generación acumulada real fue mayor que en el MDA en 0.2 TWh.

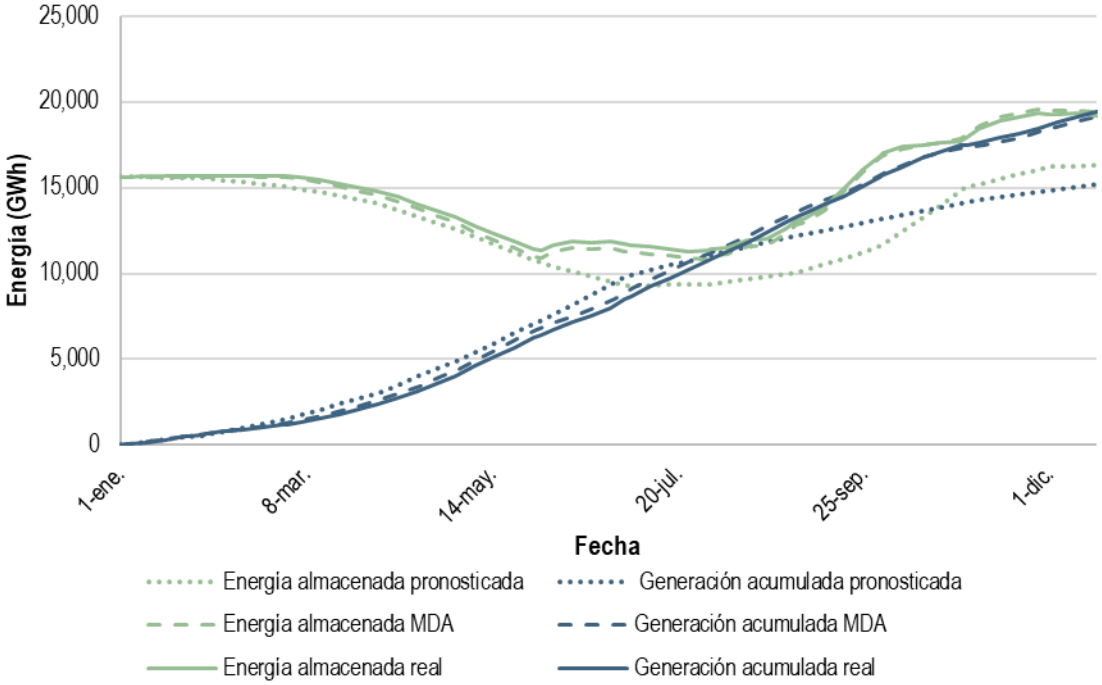
En resumen, los volúmenes de energía almacenada y de generación acumulada real se ubicaron por encima tanto de lo pronosticado en la Planeación Operativa como de lo estimado en el MDA. Esta situación se podría explicar por la presencia de una temporada de lluvias más activa en contraste con el año anterior.[23]

Adicionalmente, se destacan las tormentas tropicales Amanda y Cristóbal, que ocurrieron durante la semana del 28 de mayo al 7 de junio, y los ciclones tropicales Eta e Iota, que tuvieron lugar a finales de octubre y principios de noviembre, cuyas precipitaciones en conjunto con tres frentes fríos, coadyuvaron a elevar el almacenamiento en Tiempo Real de los embalses que se localizan en la cuenca baja del río Grijalva. Dichos fenómenos no se consideraron en la estrategia de utilización de las CE HI, por ser eventos extraordinarios no previstos en la modelación de la curva guía, de manera que, tanto la energía almacenada pronosticada como la generación acumulada pronosticada fueron menores a lo registrado en el MDA y en Tiempo Real.

[22] Para efectos de este análisis, la Planeación Operativa se refiere al proceso mediante el cual el CENACE determina la operación de los recursos de energía limitada en el Mediano Plazo, de conformidad con el Manual de Costos de Oportunidad.

[23] Las lluvias de enero a diciembre de 2020 fueron superiores en 8.7 %. Para más información consultar Comisión Nacional del Agua (2020). Precipitación acumulada mensual. Disponible en: https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/pronostico-climatico/precipitacion-form.

Gráfica 17. Energía almacenada y generación acumulada pronosticada (curva guía), en el MDA y real de las CE HI, 2020



Nota: La generación acumulada y energía almacenada en el MDA se estimaron con base en la solución de potencia de las CE HI del MDA. No se consideran las tres CE HI que no participan en la curva guía.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

COSTOS DE OPORTUNIDAD DE LA GENERACIÓN CON OFERTA DE VENTA HI Y NIVELES MÁXIMOS DE OPERACIÓN

El Costo de Oportunidad representa el valor de no contar con el recurso de las CE HI en el futuro si este se usara en el Día de Operación;[24] dicho costo tiene como objetivo proporcionar la señal económica para definir la cantidad óptima de energía diaria que se debe generar con las CE HI con base en los niveles de sus embalses. Los Costos de Oportunidad son resultado de la solución de los modelos de la Planeación Operativa de Mediano Plazo.

De acuerdo con lo anterior, el Costo de Oportunidad debe fungir como referencia para determinar la tecnología que se debería de utilizar en el despacho. Por ejemplo, si el Costo de Oportunidad de la Oferta de Venta de energía HI es de $1,000/MWh y tenemos un PML de $1,500/MWh, el despacho debería de considerar en primer lugar aquellas UCE con un costo menor a $1,000/MWh, posteriormente la generación con tecnología HI y por último las UCE con los costos ofertados más altos y cercanos a $1,500/MWh.

Ahora bien, si los Costos de Oportunidad son mayores a la penalización por corte de energía, se entiende que se debería de usar todo el parque de generación disponible antes de usar la energía de la CE HI en cuestión. Incluso, se aplicarían cortes de energía con baja prioridad antes del uso de la energía HI, ya que, en caso de usarla para evitar estos cortes, en el futuro se aplicarían cortes de energía de alta prioridad. Por tanto, el uso ideal del Costo de Oportunidad en el algoritmo de optimización minimiza los costos del sistema a través del tiempo.

Durante 2020 (ver Gráfica 18), se observó que el Costo de Oportunidad fue superior al PML promedio diario hasta en 238.9 %. Esta situación evidencia que, en teoría, las UCE con tipo de Oferta de Venta HI no deberían ser despachadas

[24] De acuerdo con el numera 5.1.1 del Manual de Costos de Oportunidad.

en caso de que presentaran limitaciones para la generación eléctrica. No obstante, la energía HI con un Costo de Oportunidad alto puede ser despachada mediante un límite mínimo de energía diario o como RREG; dichos mecanismos impiden que el recurso hídrico pueda fijar precio en el sistema.

Los Costos de Oportunidad máximos se registraron durante el primer trimestre de 2020, estos fueron mayores al PML promedio diario en un 625.5 %. Los altos Costos de Oportunidad observados estuvieron en función de la estrategia operativa, ya que su propósito fue mantener el almacenamiento de los embalses en temporada de demanda baja, además de que el nivel de almacenamiento real a principios del año comenzó con una cantidad menor (-3.3 %) con respecto a la de 2019. Este hecho se reflejó en el nivel de generación cuyos valores fueron los más bajos de enero a marzo de 2020 en comparación con el resto del año.

Posteriormente, el descenso de los Costos de Oportunidad para el segundo trimestre de 2020 con respecto al primero se manifestó en el aumento de la disponibilidad de la Oferta de Venta HI de abril a junio. De hecho, la brecha entre el Costo de Oportunidad y el PML se redujo en promedio a un 57.6 % como respuesta a una mayor cantidad de precipitaciones pluviales, las cuales por efecto estacional, se triplicaron en comparación con el primer trimestre.

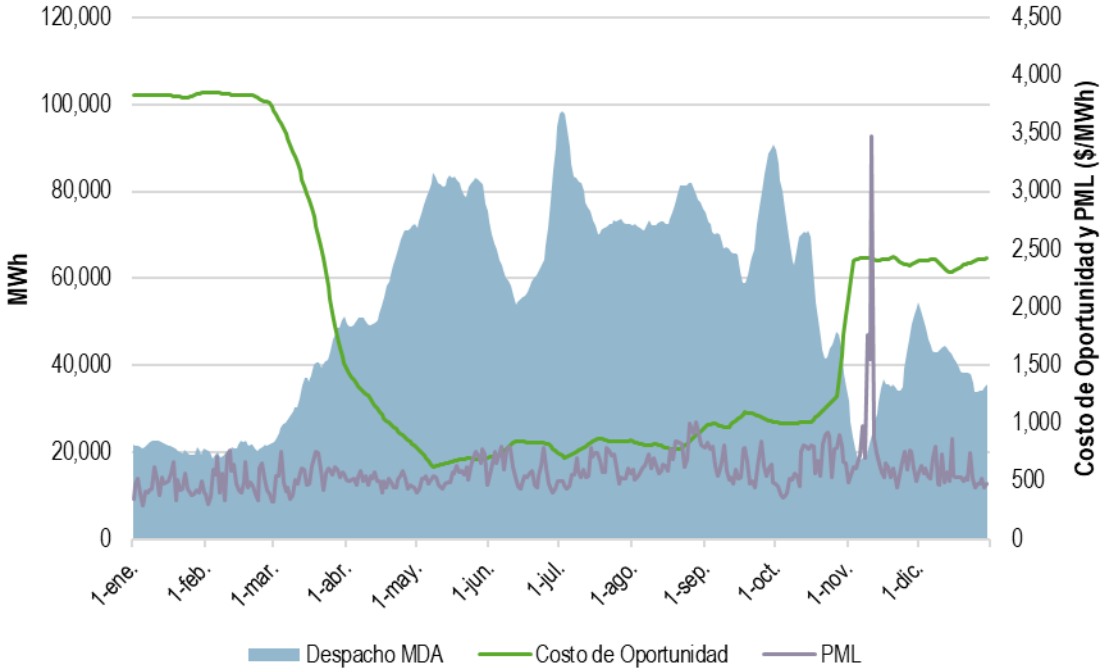
Entre julio y septiembre de 2020, las diferencias entre el Costo de Oportunidad y el PML se redujeron ubicándose en un 42.3 %, siguiendo la tendencia del segundo trimestre. Durante julio, el despacho de la energía HI creció 15.2 % en contraste con junio, como consecuencia de la onda tropical número 10, la cual ocasionó fuertes lluvias en las GCR NOR y OCC, donde se localizan siete de las 16 CE HI del SEN. En septiembre, la generación HI fue menor que la de agosto en 4.1 %, debido a que se reportaron lluvias por debajo de la media histórica. Se debe agregar que, del 18 al 19 de septiembre, la generación HI se contrajo en un 20.5 % derivado de la disminución de la demanda en un 5.6 %.

En el último trimestre de 2020, el Costo de Oportunidad aumentó en un 125.8 % (de $894.9/MWh a $2,020.9/MWh) con respecto al trimestre previo y, por consiguiente, éste rebasó al PML en un 238.4 %. El incremento del Costo de Oportunidad fue acorde con la Planeación Operativa, cuya finalidad en el último trimestre del año, dado el bajo nivel de la demanda, es procurar el nivel de almacenamiento de los embalses para hacer uso del recurso hídrico en un futuro. En otras palabras, durante este periodo el operador decide disminuir la generación y aumentar los niveles de almacenamiento para que sea posible turbinar una mayor cantidad de dicho recurso en época de escasas precipitaciones.

Cabe señalar que, los fenómenos hidrometeorológicos Eta e Iota y tres frentes fríos ocurridos durante los últimos días de octubre y principios de noviembre, provocaron un incremento en la energía almacenada de las CE HI localizadas en la cuenca del río Grijalva. El Costo de Oportunidad promedio de $10,084/MWh de las CE702 y la CE708 no fue reflejo de su nivel de almacenamiento, sino de una condición operativa cuyo propósito fue disminuir su generación para minimizar el impacto causado en las CE552 y CE388 por altos almacenamientos. En consecuencia, el 9 de noviembre, la generación de la Oferta de Venta HI fue menor en 31.3 % al promedio mensual registrado en noviembre.[25]

[25] Para más información, consultar la sección 2.1.2.4.

Gráfica 18. Despacho y Costo de Oportunidad por tipo de Oferta de Venta HI y PML en el MDA del SIN, 2020



Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El volumen de llenado de los embalses es coordinado por la Planeación Operativa con base en las características propias de cada CE y representa un factor estratégico para la evaluación de la cantidad del recurso HI que se debe turbinar. Por ejemplo, se procura mantener un nivel adecuado de almacenamiento de los embalses correspondientes a las CE702, CE552 y CE440, pues representan el 29.2 % del total de esta Oferta de Venta. En la Tabla 9 se observa que al 31 de diciembre de 2020, las CE que presentaron un nivel de almacenamiento mayor al 90 % fueron las CE702 y CE291, dichos niveles se alcanzaron debido a una mayor ocurrencia de fenómenos hidrometeorológicos con respecto al año previo. En cambio, para la CE050 el volumen de su almacenamiento se ubicó por debajo del 10 %, esta condición fue resultado de un incremento de la generación de tres veces más que la producida en septiembre cuyo nivel de almacenamiento para el 31 de septiembre fue del 44.9 %, además, se requirió de un 11.8 % más del recurso hídrico en el MTR con respecto al MDA durante diciembre.

Tabla 9. Volumen de almacenamiento real, NAME y NAMO por CE, 2020

Cuenca	CE	NAME (hm^3)	NAMO (hm^3)	Almacenamiento (%)				
				1 de enero	31 de marzo	30 de junio	30 de septiembre	31 de diciembre
Grijalva	CE702	19,736.4	15,549.2	72.1	70.7	64.7	74.2	91.8
Grijalva	CE708	1,443.1	1,384.90	98.3	97.4	95.4	83.9	82.1
Grijalva	CE552	14,056.3	12,373.1	67.4	61.3	71.2	69.3	85.4
Grijalva	CE388	1,084.7	396.60	89.7	92.6	88.4	80.1	83.2
Balsas	CE291	1,202.4	1,084.9	99.4	97.8	69.4	90.8	95.3
Balsas	CE440	13,567.7	8,303.00	95.9	85.3	44.5	98.9	57.9
Balsas	CE527	686.9	545.9	94.4	93.5	94.1	93.5	86.3
Santiago	CE187	2,392.9	2,292.90	82.3	88.1	67.4	61.9	55.9
Santiago	CE227	2,393.1	2,282.1	72.4	74.0	70.4	56.1	63.3
Santiago	CE249	6,950.0	5,785.20	77.1	75.0	71.4	67.6	51.7
El Fuerte	CE050	4,568.0	3,202.9	83.7	78.5	58.5	44.9	5.6
El Fuerte	CE590	4,171.3	3,312.90	74.9	57.3	42.8	64.3	50.7
Papaloapan	CE646	9,105.5	8,828.3	65.1	61.2	32.5	62.9	61.1
Moctezuma	CE541	1,460.0	1,390.00	89.2	92.9	85.3	64.1	75.7
El Yaqui	CE302	3,512.0	2,833.7	81.0	96.2	63.5	57.2	46.5
Río Apulco	CE223	15.0	13.90	43.1	35.5	47.1	67.9	40.5

Notas: NAME es el Nivel de Aguas Máximas Extraordinaria, que es el nivel más alto que debe alcanzar el agua en la presa bajo cualquier condición. El NAMO es el máximo nivel con que se puede operar la presa para satisfacer las demandas, de agua potable, generación de energía o riego agrícola.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema Nacional de Información del Agua de la CONAGUA.

Cabe destacar que el año 2020 se caracterizó por mostrar un mayor número de fenómenos hidrometeorológicos con respecto a los cinco años anteriores, lo cual incidió de manera significativa en el incremento del nivel de almacenamiento de las CE HI. En el 2020, ocho ciclones tropicales impactaron la costa del Océano Atlántico, en comparación con 2019 en el que sólo fue uno. Lo anterior, se vio reflejado en el nivel de precipitaciones en dos de los estados donde se ubica la cuenca del río Grijalva:[26] en Tabasco, con un promedio de 159 mm en 2019 y al cierre de diciembre de 2020 el promedio ascendió a 251 mm; mientras que para Chiapas, estos promedios se ubicaron en 147 mm y 181 mm, respectivamente.

A continuación, se describen los cuatro fenómenos acontecidos en la cuenca del río Grijalva que causaron un mayor efecto en las siguientes variables: niveles de almacenamiento, generación HI y Costos de Oportunidad.

Ciclones tropicales del 28 de mayo al 7 de junio de 2020: Amanda y Cristóbal

De acuerdo con la CONAGUA,[27] del 28 de mayo al 7 de junio de 2020, el fenómeno hidrometeorológico Amanda (que posteriormente se reorganizó e intensificó en la tormenta tropical Cristóbal) provocó un temporal de lluvias torrenciales a extraordinarias en Campeche, Chiapas, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán, entidades en las que se ubican las GCR ORI y PEN.

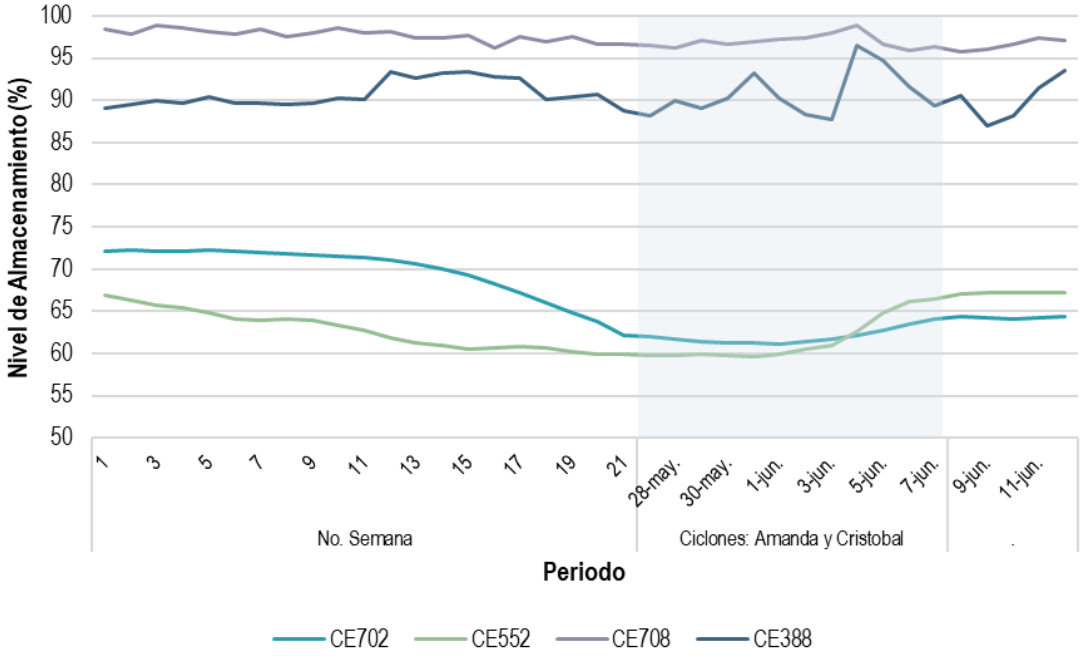
[26] La cuenca del río Grijalva comprende las Entidades Federativas de Campeche, Oaxaca, Chiapas y Tabasco y además representa el 30 % de los escurrimientos totales del país y el total de su aportación en la generación con tipo de Oferta de Venta HI es del 43.2 %.

[27] Información de la Comisión Nacional del Agua. Disponible en: https://www.gob.mx/conagua/prensa/presenta-el-servicio-meteorologico-nacional-balance-de-las-tormentas-tropicales-amanda-y-cristobal

No obstante, aun con la presencia de fuertes lluvias en las regiones, se presentó un aumento del Costo de Oportunidad (22.7 %) acompañado de una disminución promedio del 15 % en el despacho de la energía HI en el MDA (señalado en la Gráfica 18). Este escenario provino, principalmente, del comportamiento de las CE HI afectadas de la cuenca del río Grijalva: CE702, CE552, CE388 y CE708.

Durante las tormentas tropicales, el descenso de la energía HI y el crecimiento del Costo de Oportunidad fueron resultado de cumplir con la Planeación Operativa, pues se optó por aumentar los niveles de almacenamiento. Esta condición, posterior al fenómeno, se vio reflejada en el incremento de los volúmenes de almacenamiento con respecto al NAMO para las CE de la cuenca del río Grijalva: CE702 (64.3 %), CE552 (67.1 %) y CE388 (90.5 %), mientras que el nivel de la CE708 disminuyó en 0.8 puntos porcentuales, ubicándose en un 95.7 % (ver Gráfica 19). Lo anterior coadyuvó a que la energía almacenada real de la curva guía excediera a la pronosticada para la primera semana de junio en 5.6 %.

Gráfica 19. Volumen de almacenamiento de las CE con Oferta de Venta HI pertenecientes a la cuenca del río Grijalva, enero a junio de 2020



Nota: El volumen de almacenamiento es calculado como la proporción de almacenamiento (hm^3) con respecto al NAMO (hm^3).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Ciclones tropicales del 31 de octubre al 18 de noviembre: Eta e Iota

En noviembre se presentaron los fenómenos hidrometeorológicos[28] Eta (31 de octubre al 13 de noviembre) e Iota (13 al 18 de noviembre)[29] y tres frentes fríos (9,11 y 12) en la costa del Atlántico, lo que produjo lluvias extraordinarias y afectaciones a las CE HI de la cuenca del río Grijalva.

[28] Los fenómenos hidrometeorológicos y las consecuencias tanto económicas como operativas que trajeron consigo se analizan en la sección 2.1.2.4.

[29] Información de la Comisión Nacional del Agua. Disponible en: https://smn.conagua.gob.mx/es/ciclones-tropicales/informacion-historica

Las CE HI presentaron niveles de almacenamiento entre el 80.4 % y el 91.4 % con un promedio en sus Costos de Oportunidad de $5,687.2/MWh. Esta situación condujo al CENACE a operar las CE HI con base en las directrices de la CONAGUA con el fin de controlar el volumen turbinado de los embalses de la cuenca baja del río Grijalva (CE388):

- Los días 1 y 6 de noviembre se abrieron los vertedores de la CE388 debido al incremento en su nivel de almacenamiento. En ambos casos, se tuvieron problemas de inundaciones en la planicie de Tabasco.
- Las CE552 y CE702 no fueron asignadas en el MDA del 29 de octubre al 9 de noviembre y del 3 al 30 de noviembre, respectivamente, con el fin de minimizar el impacto de los efectos de las lluvias extraordinarias en la CE388.
- Se modificaron los montos de energía máximos y mínimos que pueden ser utilizados para el despacho económico.
- Los Costos de Oportunidad de las CE702 y CE708 no fueron reflejo de los niveles altos de almacenamiento; sus valores se ubicaron en $10,084.0/MWh con el propósito de disminuir su generación.

En virtud de estos hechos, el 1 de diciembre de 2020 se publicó el Decreto[30] que establece las medidas de coordinación para el manejo de las presas y reducción de desastres por inundaciones en la cuenca del río Grijalva, y su relación con el despacho de generación eléctrica. De este decreto se destacan los siguientes puntos:

1. La CONAGUA y la CFE actualizarán antes del 31 de mayo de cada año, las políticas de operación de vertedores de las CE HI, con el objetivo de que cada actualización incorpore medidas que reduzcan el riesgo de daños y brinden seguridad a la población. Se fijarán los niveles en los que las presas deben evolucionar bajo el acuerdo de la CFE, el CENACE y la CONAGUA.
2. Para el periodo de estiaje de cada año, el CENACE no contará con la generación de energía eléctrica de las Presas del río Grijalva para mitigar precios de energía de otras regiones, y se definirán los niveles con los que deben evolucionar las presas durante la temporada de lluvias con el fin de garantizar que no haya excesos o retrasos en las extracciones, para fines de seguridad.

DESPACHO FUERA DE MÉRITO DE LA GENERACIÓN HI EN EL MDA

El cálculo de la restricción de la energía máxima y mínima del día para el despacho de las UCE HI se realiza conforme a lo establecido en la Planeación Operativa, cuyos lineamientos están acoplados a los requerimientos de la Política de Operación del Sistema Hidráulico[31] y de la curva guía.

En estudios anteriores se ha observado que el despacho de la generación hidroeléctrica está dado, en su mayoría, por el cumplimiento del límite mínimo de energía diaria que se ingresa al AU-MDA. Por lo que, a pesar de que las UCE HI presentan Costos de Oportunidad mayores al PML, estas son despachadas de manera similar a una UCE con tipo de Oferta de Venta NP. Esto se ha llevado a cabo con el fin de cumplir con la estrategia operativa; sin embargo, no se está realizando bajo la óptima concordancia entre el Costo de Oportunidad y el PML.

Como se ha mencionado anteriormente, durante el 2020 el Costo de Oportunidad ha sido en promedio dos veces mayor al PML. Ante esta situación, el CENACE se ha visto obligado a aumentar el bloque mínimo de las CE HI para

[30] Decreto por el que se establecen las medidas de coordinación que deberán observar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, para el manejo de presas y la reducción de desastres por inundaciones en la cuenca del río Grijalva, y su relación en el control y despacho de generación eléctrica, con sentido social y de protección civil. 1 de diciembre de 2020. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5606505&fecha=01/12/2020.

[31] De acuerdo con el Manual de Costos de Oportunidad, la Política de Operación del Sistema Hidráulico se refiere a los procedimientos y medidas que establece el CENACE con respecto a las metas de nivel de agua almacenada al final de cada mes del periodo de Planeación Operativa o a las metas al volumen turbinado para cada embalse.

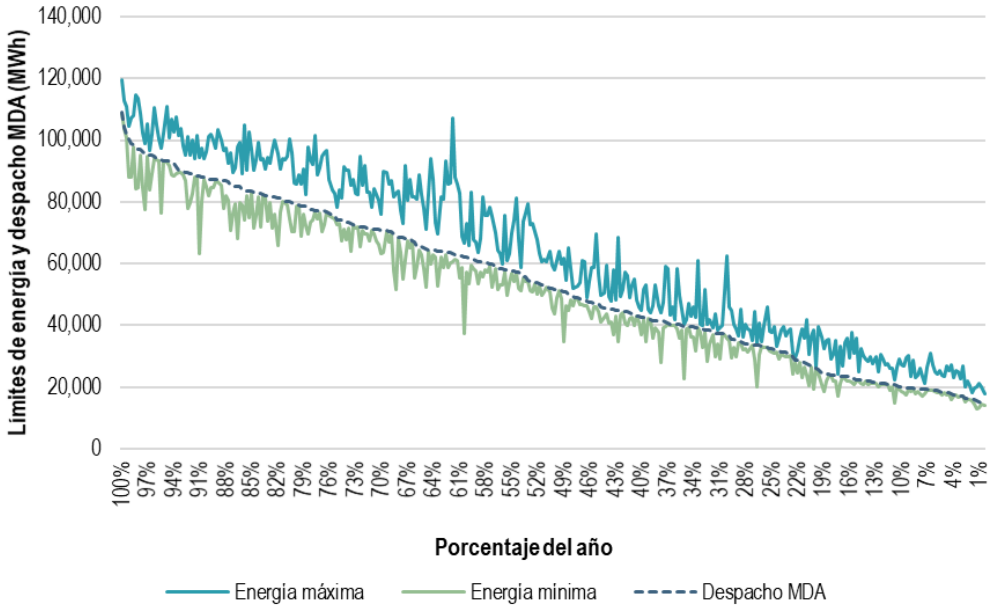
asegurar su despacho. La Gráfica 20 confirma que la generación de algunas CE HI estuvo sujeta a su límite mínimo[32] la mayor parte del tiempo, pues su despacho en el MDA es similar a las restricciones de energía mínima y dista en mayor medida de la máxima.

Adicionalmente, la energía mínima registró observaciones mayores a cero el 100 % en los días de enero a diciembre. Esta condición corrobora que las CE de generación hidroeléctrica reportaron compromisos de turbinado mínimo (ver Gráfica 20). Cabe señalar que los operadores en el MDA llevan a cabo ajustes en los límites mínimos de energía para que en el AU-MDA las CE sean despachadas por arriba de ese límite aun cuando el Costo de Oportunidad sea mayor al PML.

Para algunas observaciones el despacho excede al LDEMín, por lo que no es el único escenario que provoca que las UCE con este tipo de Oferta de Venta no marginen en el mercado; existen otros dos que presentan el mismo resultado, tales como:

1. Cuando una UCE cuenta con un Costo de Oportunidad menor al PML, estas son asignadas a su capacidad máxima en el mercado con Oferta de Venta económica. No obstante, al contar con un menor costo no tienen un impacto en la determinación final del PML en el sistema. Esta situación ocurre, en su mayoría, cuando la CE HI cuenta con un embalse pequeño y, por ende, su capacidad es menor con respecto a embalses de mayor tamaño.
2. Hay UCE HI cuya capacidad total ofertada está dirigida a cubrir tanto energía como RREG, por lo que no son capaces de suministrar el MW adicional que margine en el mercado.

Gráfica 20. Generación Hidroeléctrica de las CE HI en el MDA del SIN, 2020

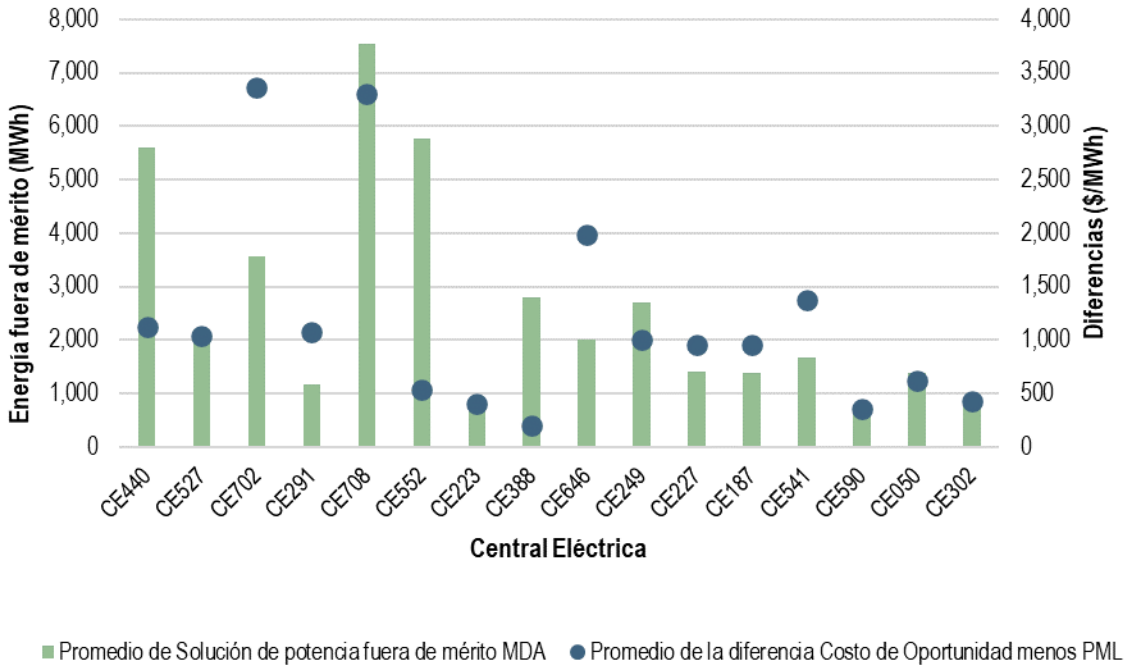


Notas: Cada porcentaje corresponde a un día, debido a los datos disponibles de la energía máxima y mínima. La gráfica se realizó con base en los resultados de la Planeación Operativa de Corto Plazo de manera que no se contemplan los ajustes que realiza el Operador del MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[32] Se observa que el despacho en el MDA es mayor que el límite mínimo de energía la mayor parte del tiempo, esto se debe a que existe un sesgo en los datos presentados, ya que, al mostrarse la sumatoria diaria de cada variable, el hecho de que al menos una CE se encuentre por arriba de su energía mínima, el despacho total del día lo hará también.

Las variables en la Gráfica 21 constatan que la energía generada por las CE HI de las distintas cuencas del SIN estuvo fuera de mérito, a pesar de que los Costos de Oportunidad fueron superiores al PML. Las CE que tuvieron una mayor cantidad de EFM fueron: CE708, CE440 y CE552. Estas CE se caracterizan por contar, en conjunto, con el 42.9 % de la capacidad neta total del parque de generación con tipo de Oferta de Venta HI, por lo que el bloque de energía generada tiende a ser superior que el resto de las CE.

Gráfica 21. Energía fuera de mérito de las CE HI en el MDA, 2020



Nota: La solución de potencia se calcula como la suma de generación de las UCE despachadas fuera de mérito (costo de oportunidad mayor al PML) entre el total de días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Conviene recordar que, cuando una CE con Oferta de Venta HI es despachada fuera de mérito para suministrar energía y RREG o cuando su Costo de Oportunidad es menor al PML, no margina en el mercado. En la Tabla 10 se muestra la participación por tipo de tecnología con la que marginaron las UCE en el SIN de enero a diciembre de 2020. Los datos indican que el recurso hídrico a lo largo de los cuatro trimestres de 2020 tuvo una participación máxima del 0.2 %, incluso en el 2019 esta no rebasó el 0.1 %. La comparación con el periodo de 2019 demuestra que esta práctica ha sido común desde el año anterior.

Tabla 10. Participación por tipo de tecnología de las UCE que marginaron en el MDA del SIN, 2019 y 2020

Tipo de Combustible	2019				2020			
	1er trimestre	2do trimestre	3er trimestre	4to trimestre	1er trimestre	2do trimestre	3er trimestre	4to trimestre
CA	13.5%	11.0%	20.3%	8.1%	4.9%	3.9%	4.3%	2.2%
CC	42.7%	21.3%	16.9%	55.3%	67.7%	70.1%	53.8%	82.7%
CI	0.2%	0.0%	0.0%	0.3%	0.4%	0.4%	0.3%	0.4%
EO	-	-	0.0%	0.2%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%
FV	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
HI	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.0%
IM	7.8%	15.4%	19.2%	7.8%	9.6%	1.9%	0.4%	0.6%
TE	32.5%	43.1%	32.5%	21.0%	13.2%	21.2%	34.6%	12.9%
TG	3.3%	9.2%	11.1%	6.5%	4.2%	2.1%	6.4%	1.2%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

EFECTOS DE LOS COSTOS DE OPORTUNIDAD Y LA DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN HI EN LA ASIGNACIÓN DE RESERVAS

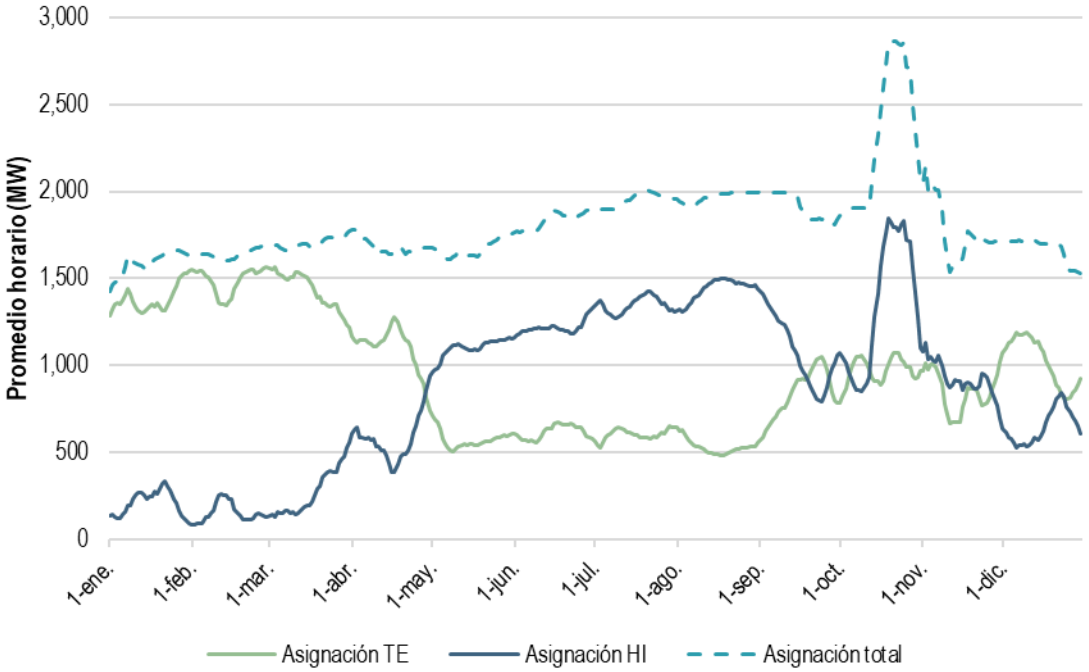
La contracción de los Costos de Oportunidad y el aumento de los niveles de almacenamiento real trajo consigo el incremento de la disponibilidad de la Oferta de Venta HI; esto provocó un cambio en el patrón de la asignación de los Servicios Conexos por tipo de Oferta de Venta TE a HI.

Dado que los Costos de Oportunidad máximos correspondientes a la energía HI acontecieron en el primer trimestre de 2020, la Oferta de Venta TE predominó con una asignación promedio horario de 1,426.6 MW, mientras que la generación HI con 227.3 MW (ver Gráfica 22). Sin embargo, para finales de abril, cuando el Costo de Oportunidad se contrajo, la asignación de la Oferta de Venta HI superaba a la TE en un 59 %, y la divergencia para julio y agosto en promedio por hora fue de 738.0 MW y 917.3 MW, respectivamente.

La asignación de la Oferta de Venta HI cayó en 23.6 % del 18 al 19 de septiembre como consecuencia de la disminución de la disponibilidad HI en 15.0 GWh (-20.5 %), aunque para finales de septiembre la asignación HI promedio horario se recuperó pasando de 738.7 MW (18 de septiembre) a 1,174.1 MW (30 de septiembre) en respuesta a que el despacho HI se duplicó en el periodo señalado.

Para octubre la asignación total incrementó con respecto al mes anterior en un 22.1 %, como respuesta al aumento del requerimiento de las reservas del 6 % al 9 %, como consecuencia de una tasa de indisponibilidad mayor. Cabe señalar que, la asignación por tipo de Oferta de Venta HI prevaleció con 1,329 MW en promedio horario respecto a la Oferta de Venta TE cuya asignación por hora fue de 862.1 MW, debido a que los precios ofertados de los Servicios Conexos HI se mantuvieron competitivos en contraste con la Oferta de Venta TE. En cambio, para noviembre y diciembre, la asignación total se contrajo con respecto al bimestre previo, pues pasó de 2,117.4 MW a 1,718.2 MW en promedio por hora.

Gráfica 22. Asignación de reservas por Oferta de Venta en el MDA del SIN, 2020



Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

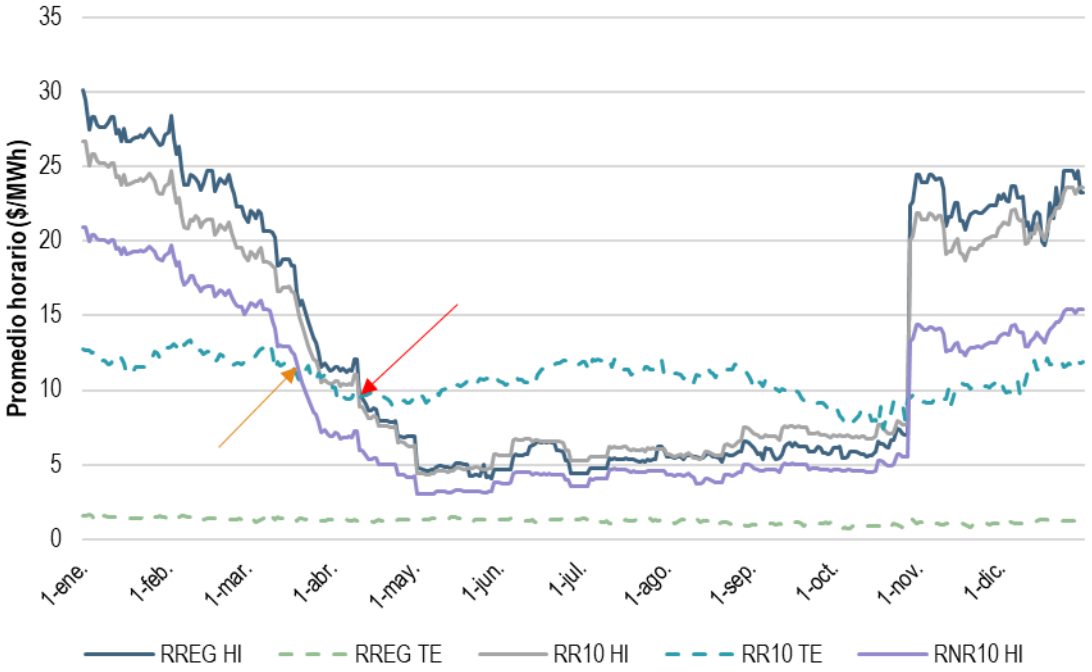
Los precios ofertados de los Servicios Conexos por tipo de Oferta de Venta HI que cumplen con la Reserva Operativa (RO), tales como: la RREG, la RR10 y la Reserva No Rodante de 10 Minutos (RNR10), registraron una reducción a partir del aumento en la disponibilidad del recurso hídrico, dado que, dichos precios están en función del Costo de Oportunidad (ver Gráfica 23).

Particularmente, los precios de la RR10 HI y de la RNR10 HI no sólo se redujeron, sino que, además, fueron menores al de la RR10 TE, cuyo precio hasta antes de marzo era inferior a los precios correspondientes a la Oferta de Venta HI, por esta razón, durante ese periodo la asignación de reservas estuvo compuesta en mayor medida por la Oferta de Venta TE.

Como se observa en la Gráfica 23, a partir de marzo el precio ofertado de la RNR10 HI fue el más competitivo con respecto al de la RR10 TE (flecha naranja); por ello se consideró económicamente factible reducir el suministro de la Oferta de Venta TE hacia la RO para incrementar la HI. De manera semejante, cuando el precio de la RR10 HI alcanzó niveles inferiores al de la RR10 TE (flecha roja), el suministro de HI también incrementó, aunque en menor medida. Así que, la generación HI no sólo abasteció a la RR10, sino también a la RNR10 de mayo a octubre de 2020.

Posteriormente, los precios de los Servicios Conexos RREG HI, RR10 HI y RNR10 HI en noviembre superaron los presentados en octubre en un 189.0 %, 140.0 % y 131.4 %, respectivamente. Lo anterior fue reflejo del aumento del Costo de Oportunidad HI, el cual fue nueve veces mayor que el registrado en octubre. Para diciembre los precios mantuvieron un promedio horario de $22.7/MWh, $21.8/MWh y $14.2/MWh, respectivamente.

Gráfica 23. Precios ofertados de los Servicios Conexos por Oferta de Venta, 2020

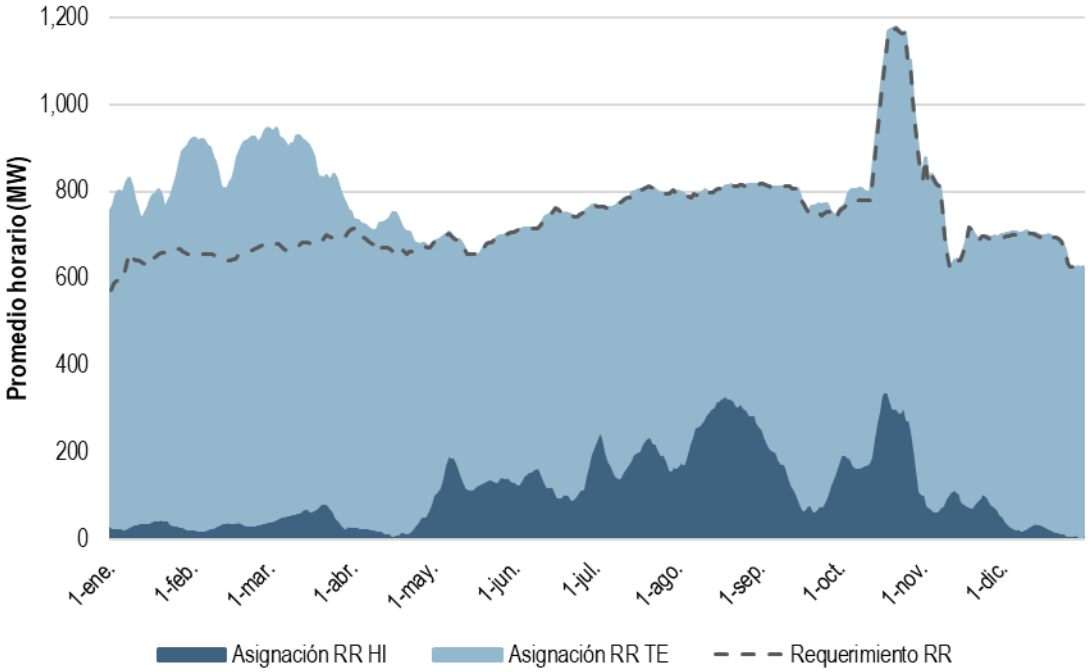


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

De enero a marzo, la asignación por Oferta de Venta TE contribuyó a que la RR tuviera un excedente con respecto a su requerimiento del 28.2 %; este evento causó que la RR no sólo cubriera su requerimiento, sino también el de la RO y la Reserva Suplementaria (RS) (ver Gráfica 24). Posteriormente, a principios de mayo, cuando el precio ofertado de la RR10 HI no sólo alcanzó un nivel inferior al de la RR10 TE, sino que también se posicionó en un nivel competitivo junto con el de la RNR10 HI, lo solicitado a la Oferta de Venta TE se redujo en promedio horario un 133.3 MW e incrementó la Oferta de Venta HI en promedio horario un 110.8 MW. Aun así, la Oferta de Venta TE prevaleció en el suministro de esta reserva.

El 19 de septiembre la reducción de la disponibilidad HI tuvo efecto en la asignación de la RR, pues también bajó en un 50.2 %. Al cierre del mes, ésta alcanzó un máximo de 236.4 MW por hora. Enseguida, el aumento del requerimiento de la reserva del 13 al 25 de octubre tuvo un impacto en la asignación total de la RR, pues esta pasó de 776.5 MW (del 1 al 12 de octubre) a 1,166.1 MW (del 13 al 25 de octubre), el incremento de la asignación total fue sustentado por ambas Ofertas de Venta, cuyas cantidades se elevaron en 81.7 % (Oferta de Venta HI) y 35.7 % (Oferta de Venta TE). En adición, la asignación HI cayó a principios de noviembre como consecuencia del nivel de precios ofertados por las RR HI (ver Gráfica 23).

Gráfica 24. Requerimiento y asignación para las RR por Oferta de Venta, 2020

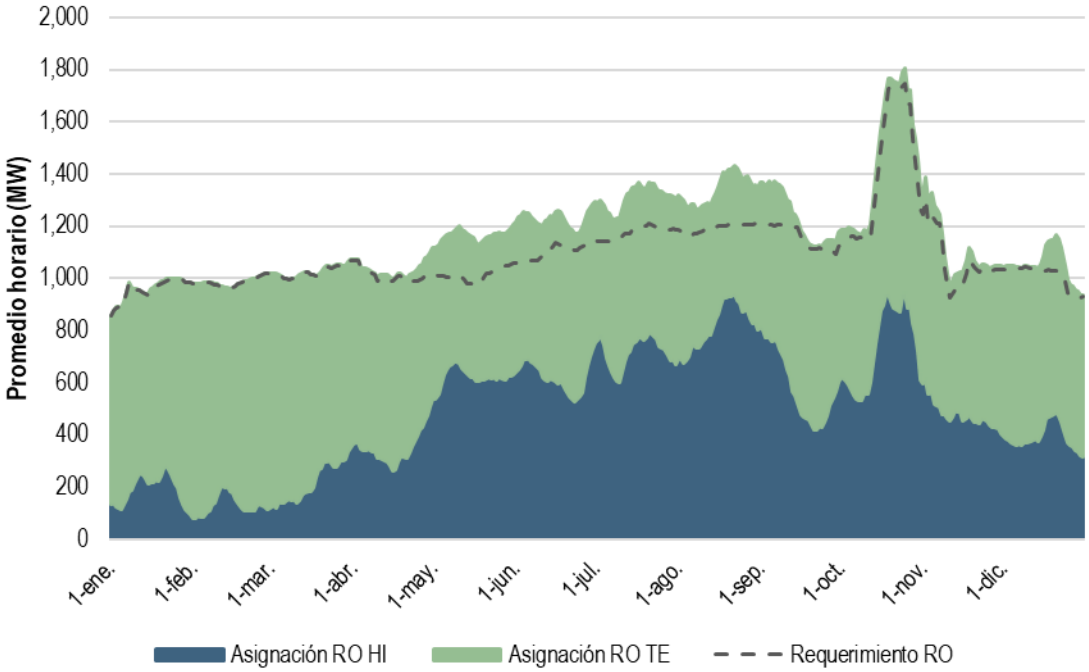


Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Al mismo tiempo en que la brecha entre la asignación y el requerimiento de la RR se normalizó, la asignación de la RO excedió su requerimiento como consecuencia de una sustitución de la asignación por Oferta de Venta TE a HI (ver Gráfica 25) y esto a su vez fue derivado de la reducción del precio ofertado de la RNR10 HI. En otras palabras, en vista de que el precio de la RNR10 HI se volvió más competitivo, el suministro de la Oferta de Venta TE se contrajo para aumentar la Oferta de Venta HI, puesto que era económicamente viable llevar a cabo una redistribución en la asignación de las reservas por tipo de oferta con el fin de satisfacer sus propios requerimientos y los de la RS, hecho que se mantuvo hasta septiembre de 2020.

De la misma forma en la que se vio afectada la RR por la variación de la disponibilidad HI a mediados de septiembre, la asignación de la RO también sufrió cambios, ya que su descenso se reflejó en una mayor magnitud hasta el 20 de septiembre, pues pasó de 519.5 MW a 197.2 MW. De igual modo, del 13 al 25 de octubre la asignación de la RO alcanzó el nivel promedio máximo de 1,739.1 MW y ésta se redujo cuando el Costo de Oportunidad y el precio de la RNR10 aumentó. En cambio, para noviembre y diciembre el nivel de la RO asignado se posicionó en 1,064.4 MW.

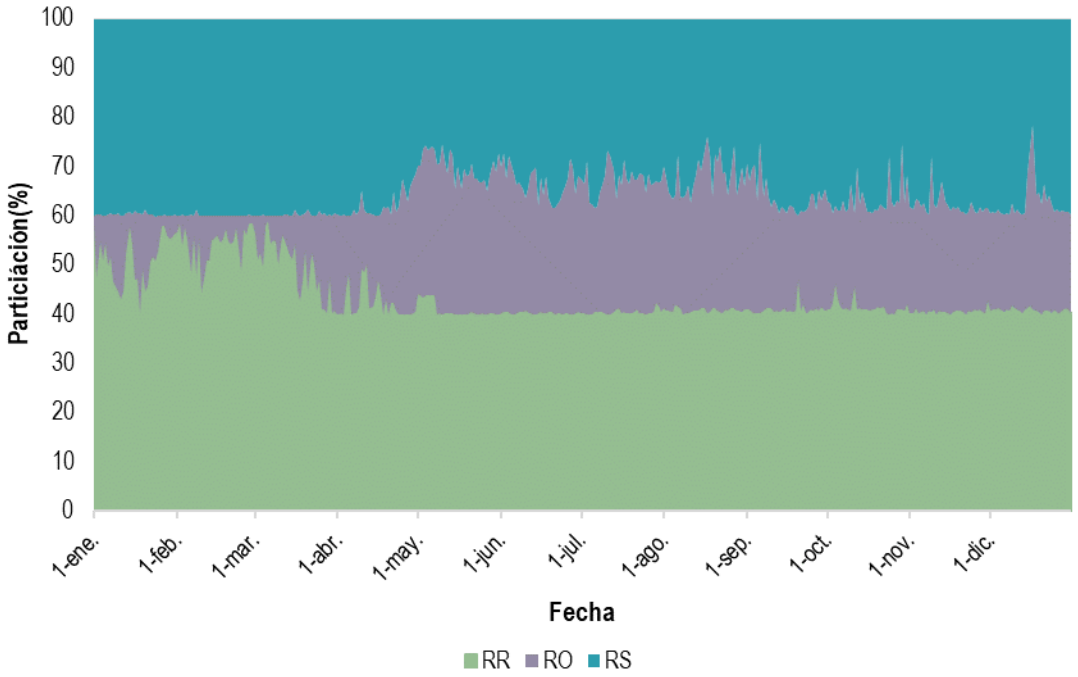
Gráfica 25. Requerimiento y asignación para las RO por Oferta de Venta, 2020



Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 26 ilustra la sustitución de asignación de reservas entre la RR (RREG y RR10) y la RO (RNR10). Se observa que, de enero a mediados de abril, la RR cubrió tanto su requerimiento como el de la RO y la RS (RRS y Reserva No Rodante Suplementaria [RNRS]) gracias al remanente generado; su participación en el requerimiento de la RS fue en promedio del 50 %. Posteriormente, como resultado del aumento de la disponibilidad HI, creció la asignación de la RO y, por ende, su aportación en el cumplimiento del requerimiento de la RS, el cual pasó de 17.0 % de enero a junio, a 23.7 % de julio a diciembre de 2020; esto refleja que la RO tuvo la mayor participación en el requerimiento de la RS la mitad del periodo de estudio.

Gráfica 26. Participación de la asignación de las RR, RO y RS en el requerimiento de la RS, 2020



Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DESVIACIONES DE LA GENERACIÓN HI EN TIEMPO REAL

La generación HI programable en Tiempo Real tiende a ser mayor con respecto al MDA, debido a su utilización para corregir desviaciones en la operación del sistema. Parte de los retos que provocan estas desviaciones son:

- Una tasa de falla variable de UCE con Oferta de Venta de energía TE.
- Errores en los pronósticos de la demanda.
- Errores en los pronósticos de la generación renovable intermitente.
- Falta de seguimiento de instrucciones de despachos por parte de las UCE con Oferta de Venta TE.

Tanto la generación HI como las UCE TG (de arranque rápido) son las que presentaron mayores diferencias durante el 2020. Algunas de las soluciones propuestas en el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 para depender en menor medida de la flexibilidad operativa de la generación HI fueron:

1. La actualización de parámetros de las UCE con base en sus condiciones operativas actuales para que las Instrucciones de Despacho de los modelos del MTR sean acorde con las necesidades de la operación en Tiempo Real.
2. La emisión del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, el cual tiene como finalidad establecer penalizaciones ante la falta de seguimiento a las instrucciones de despacho, de acuerdo con el numeral 6.16.1, inciso (a) subinciso (ii) del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo:

   "6.16.1 En caso de incumplimiento a las instrucciones de despacho o las instrucciones de operación, el CENACE penalizará a los Participantes del Mercado, en términos de lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, así como de conformidad con las siguientes disposiciones:

(a) En caso de penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho económico en tiempo real, se observará lo siguiente:

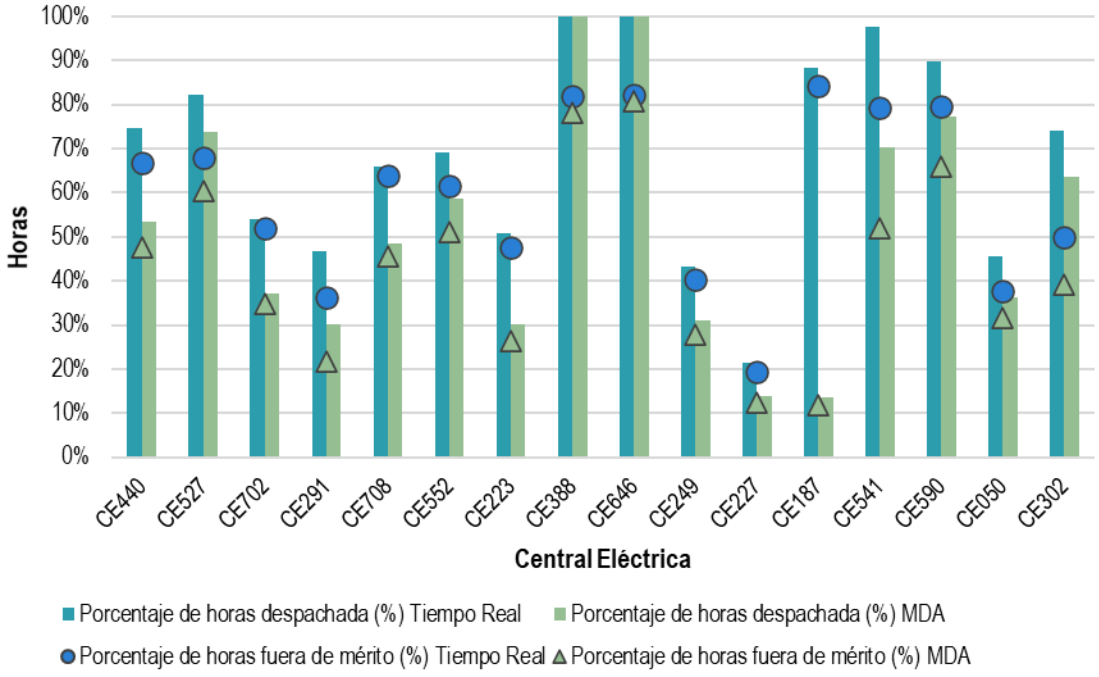
[…]

(ii) Se observarán las disposiciones establecidas en el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos en caso de que se pretendan aplicar penalizaciones a Participantes del Mercado cuya generación de sus Unidades de Central Eléctrica se desvíe de las instrucciones de despacho más allá de la banda de tolerancia establecido en el referido manual."

Lo anterior generaría incentivos para que los PM atiendan las instrucciones de despacho, lo cual reduciría la incertidumbre de la Operación y las desviaciones de la generación asignada en el MDA.

En la Gráfica 27 se muestra el incremento de la generación HI en Tiempo Real por necesidades de flexibilidad operativa en el SIN, de enero a diciembre; este aumento se dio incluso cuando las CE HI se encontraban fuera de mérito desde el MDA. La diferencia entre los PML y los Costos de Oportunidad indica que el incremento se llevó a cabo con el fin de compensar los retos en la operación del sistema y no por un despacho por costo. Como ejemplo de la condición anterior, se observa que la mayoría de las CE generaron fuera de mérito durante más de la mitad de sus horas de despacho tanto en el MDA como en MTR.

Gráfica 27. Resumen de las horas de despacho de las CE HI en el MDA y Tiempo Real, 2020



Nota: El porcentaje de horas despachadas corresponde al número de horas donde al menos una UCE de la CE se encuentra despachada, dividido entre el total de horas del periodo de enero a diciembre de 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CONCLUSIONES

El nivel de almacenamiento real se ubicó por encima de lo pronosticado en la Planeación Operativa y de lo modelado en el MDA, este evento fue consecuencia de dos factores: i) la presencia de un periodo más dinámico de lluvias en comparación con el año previo, se destacan las tormentas tropicales: Cristóbal y Amanda, los ciclones Eta e Iota,

ambos afectaron la cuenca del río Grijalva y cuyas precipitaciones contribuyeron al aumento de la mencionada divergencia, y ii) dichos fenómenos hidrometeorológicos no se tomaron en cuenta en la estrategia operativa por ser considerados eventos extraordinarios, por lo que se previó un escenario menos optimista en la curva guía.

Los Costos de Oportunidad registraron un valor en promedio de $3,391.5/MWh durante el primer trimestre de 2020, posteriormente estos descendieron en 75.3 % para el segundo trimestre (de $3,391.5/MWh a $837.5/MWh), en mayor medida gracias a los niveles de almacenamiento reportados como resultado de las tormentas tropicales acontecidas; mientras que en el transcurso del tercer al cuarto trimestre pasaron de $894.9/MWh a $2,020.9/MWh (como resultado del evento ocurrido en la cuenca del río Grijalva. Además, los valores del Costo de Oportunidad fueron consistentemente mayores al PML en el transcurso de 2020, por lo que la generación de las CE HI se realizó en su mayoría en su límite mínimo de energía, es decir, fuera de mérito. Esto, además de asegurar su despacho, tiene como efecto la reducción artificial de los PML, ya que, la energía HI marginó entre el 0.1 % y 0.2 % con respecto al resto de los combustibles.

Dicho panorama evidencia la falta de correspondencia entre el PML y el Costo de Oportunidad, puesto que una UCE con un Costo de Oportunidad mayor al PML que es despachada fuera de mérito no está enviando la señal económica correcta y, por tanto, no es una determinación eficiente del mercado. El despacho fuera de mérito de UCE con Oferta de Venta HI no margina en el mercado y deprime artificialmente los PML, consecuentemente este nivel de PML propicia un mayor consumo de energía y desincentiva nuevas inversiones en generación indispensables para cubrir los requerimientos de energía en el futuro. En adición, existen otros dos escenarios cuya condición no permite suministrar el MW adicional que margine en el mercado, tales como: i) cuando una UCE HI esté dirigida a cubrir tanto energía como RREG, y ii) cuando el Costo de Oportunidad se encuentra por debajo del PML, las UCE HI son asignadas a su capacidad máxima.

Otro efecto del aumento de la generación HI, fue el cambio en el patrón de la asignación de los Servicios Conexos entre la Oferta de Venta TE e HI. La disminución del Costo de Oportunidad del recurso hídrico se vio reflejado en los precios ofertados de los Servicios Conexos, particularmente el de la RNR10 HI, los cuales disminuyeron hasta registrar valores inferiores a los de la RR10 TE. Esta condición, desplazó el suministro de la Oferta de Venta TE a HI, pues era económicamente viable aumentar la asignación de HI para la RNR10.

La redistribución de la asignación de reservas para cubrir sus requerimientos se observó principalmente entre la RR y la RO; esto se atribuyó, principalmente, a que el aumento en la participación de la asignación HI fue mayor para la RO. El incremento se vio reflejado en el excedente asignado a la RO a principios de mayo, cuyos recursos fueron destinados no sólo a cumplir con sus propios requerimientos, sino también los de la RS.

Por último, la generación HI en el MTR fue mayor a la del MDA durante 2020, debido a la falta de flexibilidad operativa del sistema ante fallas en las UCE con Oferta de Venta TE, errores en los pronósticos de demanda y de generación de las tecnologías intermitentes.

RECOMENDACIONES

- El proceso actual por el cual se determinan los Costos de Oportunidad no registra una relación entre los PML del MDA, los Costos de Oportunidad de la CE HI y su despacho en el MDA. Los Costos de Oportunidad representan el costo de no contar con el recurso energético en el futuro, si éste se usara en el Día de Operación. En este sentido, cuando el Costo de Oportunidad excede el PML, en teoría, la UCE HI no debería despacharse si ésta presenta limitaciones para la generación eléctrica. En caso de que fuera despachada, el Costo de Oportunidad no estaría dando la señal correcta porque se sobreestimó su valor, lo que indica un problema con el cálculo de los Costos de Oportunidad. Se recomienda que la CRE establezca una mesa de

trabajo con el CENACE para que el Operador explique tanto los modelos que emplea actualmente en el MDA para determinar los Costos de Oportunidad, como las diferencias en las características técnicas en comparación con lo establecido en el numeral 3.6.2, inciso (c), del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo y el numeral 4.2.1, inciso (c) del Manual de Costos de Oportunidad. Lo anterior con el fin de generar un plan de transición entre la forma de operación actual y la establecida en las Reglas del Mercado.

- La incertidumbre de la Operación en Tiempo Real que no es modelada en el MDA, como sucede por la falta de seguimiento a instrucciones de despacho en Tiempo Real, contribuye a las desviaciones en la asignación y despacho de UCE entre ambos procesos de mercado, lo que causa ineficiencias en el mismo. Se recomienda que la CRE y el CENACE establezcan la hoja de ruta para la autorización, procedimientos de análisis, discusión y aprobación interna o regulatoria que la CRE considere, para la publicación del Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, de conformidad con lo establecido en el artículo 95 de la LIE, así como en la Base 1.5.5 de las BME y el numeral 2.2.8 del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado. El Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos podrá establecer penalizaciones por falta de seguimiento a las instrucciones de despacho, con ello se reduciría el uso de instrucciones por voz y aumentaría la utilización del Registro de Instrucciones de Despacho. Asimismo, si los modelos de optimización instruyen indicaciones que no puedan cumplir, se motivaría a la actualización de parámetros de las UCE.
- El CENACE operó los embalses con base en las directrices de la CONAGUA debido a los fenómenos hidrometeorológicos en la cuenca del río Grijalva. Las acciones tomadas incluyeron la modificación de los montos máximos y mínimos diarios para el despacho económico, y la modificación de los Costos de Oportunidad de las CE HI. La primera de estas acciones logró el cometido de limitar las opciones que tiene la optimización económica para la utilización de agua en el MDA. No obstante, de acuerdo con el Manual de Costos de Oportunidad, el concepto de Costo de Oportunidad se refiere al valor económico del agua en el futuro de mediano plazo (hasta 36 meses), por ejemplo, durante el siguiente estiaje, con posibles modificaciones durante la planeación operativa de corto plazo (7 días). Se recomienda que la CRE solicite al CENACE los siguientes procedimientos que sustenten técnica y operativamente el manejo de los embalses:
    - El procedimiento para establecer los Costos de Oportunidad con el AU-HE;
    - El procedimiento para modificar los Costos de Oportunidad durante la planeación de Corto Plazo y ante eventos hidrometereológicos como los presentados en octubre y noviembre de 2020.

2.1.2.2 PML Y LA SATURACIÓN DE ENLACES DE TRANSMISIÓN EN LAS GCR NOR, NTE Y NES

Durante 2020 se observó que los PML de las GCR NOR, NTE y NES fueron menores a los PML del resto del SIN. La diferencia del nivel de los PML entre estas GCR del norte del país y el resto del SIN se debió, por una parte, a que la generación fue mayor que su demanda de energía eléctrica, lo que las convirtió en regiones netamente exportadoras de energía. Por otra parte, la energía que se ofertó en el mercado tuvo costos competitivos, por la mayor participación de Oferta de Venta RN y NP que desplazó a la generación con Oferta de Venta TE en el transcurso del año.

No obstante, cuando uno o más corredores de transmisión se saturó, la exportación de energía hacia el resto del SIN se limitó, lo que provocó embotellamiento[33] de energía en esta región del país, y consecuentemente, PML menores en comparación con el resto de las GCR del SIN.

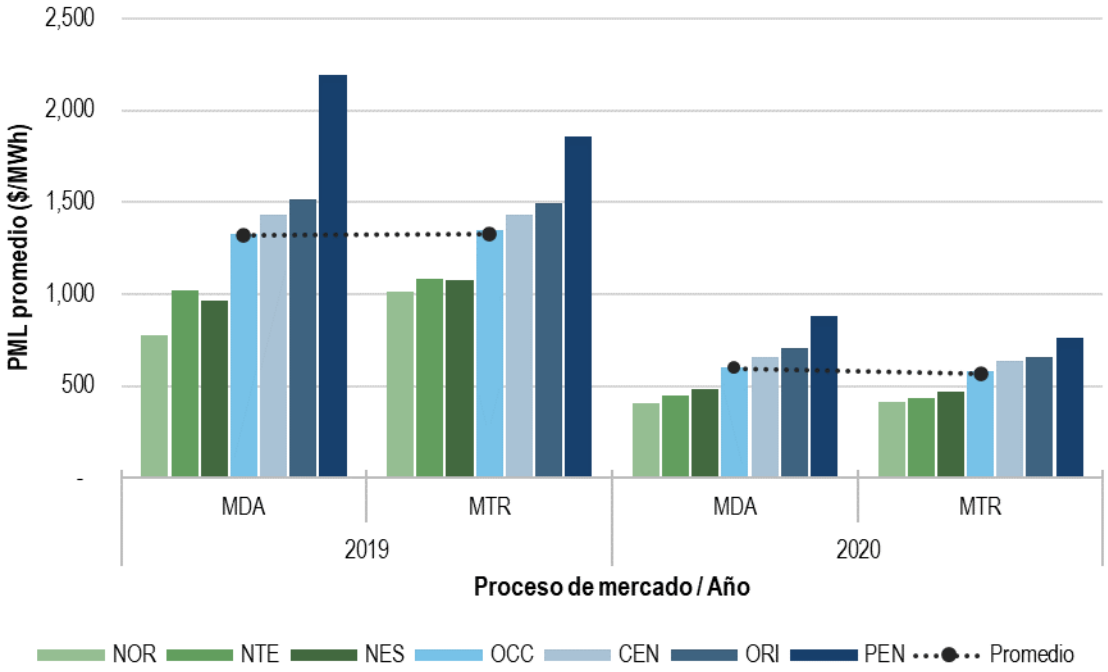
[33] El embotellamiento de energía se refiere a capacidad de generación disponible y con costos variables de operación y mantenimiento relativamente bajos que no puede ser utilizada para suministrar energía eléctrica a la carga debido a la falta de capacidad de la RNT para transportar esta energía desde las fuentes de generación hasta su consumo final.

En esta sección se analizan los factores que influyeron en el comportamiento de los PML en las GCR NOR, NTE y NES y la frecuencia de saturación de los enlaces de transmisión que interconectan la región norte del país con el resto del SIN.

ANÁLISIS DE LOS PML

El PML promedio de las GCR NOR, NTE y NES fue 25.5 % y 22.4 % más bajo que el PML promedio del SIN en el MDA y MTR, respectivamente. Esta tendencia en los precios también se presentó en 2019, aunque los PML en todas las GCR del SIN fueron significativamente más bajos durante el 2020 (ver Gráfica 28).

Gráfica 28. PML promedio por GCR en el MDA y MTR del SIN, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE INFLUYERON EN LOS PML DE LAS GCR NOR, NTE Y NES

El nivel del PML promedio en los dos procesos de mercado de las GCR NOR, NTE y NES se mantuvo por debajo del PML promedio del SIN en 2020, debido a tres factores: (i) la entrada de nueva capacidad neta en estas GCR; (ii) la baja demanda local en comparación con el volumen de generación de energía en estas GCR, y (iii) la falta de capacidad de la RNT para transportar la energía de bajo costo de producción desde estas GCR hacia el resto del SIN (ver sección 2.1.1).

Nueva capacidad neta y baja demanda local

La capacidad neta del SIN mostró cambios significativos en 2019. Al cierre de ese año entraron en operación 8,365 MW de los cuales 2,485 MW se instalaron en la GCR NOR, 1,401 MW en la GCR NTE, 1,484 MW en la GCR NES y el resto en las otras GCR del SIN. En comparación, durante 2020 se adicionaron 3,230.4 MW de nueva capacidad neta en el SIN, de los cuales 277.1 MW se instalaron en la GCR NTE y 1,185.6 MW en la GCR NES; la GCR NOR no registró entrada de nueva capacidad en 2020.

Con el propósito de ejemplificar los efectos de la nueva capacidad neta y la baja demanda local en los PML de las GCR NOR, NTE y NES, se comparó el despacho promedio horario durante el 2019 y el 2020 (ver Tabla 11). Al respecto, se observa que la energía promedio horaria generada en estas tres GCR fue muy similar en los dos años, en 2020 fue menor por 166 MWh. De mismo modo, la demanda de energía eléctrica disminuyó en 1.1 % (135 MWh menos en comparación con 2019), en parte explicado por los efectos del descenso de la actividad económica en el país derivados de las restricciones que se implementaron con la finalidad de controlar la propagación del virus COVID-19.

En adición, la generación con Oferta de Venta RN fue la de mayor crecimiento (71.7 %), a diferencia de la generación con Oferta de Venta TE, la cual cayó en 4.5 % en 2020 en comparación con lo observado en 2019.

En este contexto de 2020, con un nivel de despacho promedio similar al de 2019, una mayor participación de la generación con tipo de Oferta de Venta RN en el despacho promedio horario, así como la caída de la demanda local de energía y de la participación de la Oferta de Venta TE, se presentó una reducción de los PML en estas GCR, pues los recursos con menor costo de generación se utilizaron para cubrir la demanda local y exportar energía hacia el resto del SIN.

Tabla 11. Despacho promedio diario y horario por tipo de Oferta de Venta y la demanda local en el MDA de las GCR NOR, NTE y NES, 2019 y 2020

Oferta de Venta	Suma diaria			Promedio Horario		
	2019 (MWh)	2020 (MWh)	Crecimiento anual (%)	2019 (MWh)	2020 (MWh)	Crecimiento anual (%)
CIL	79,462	82,776	4.2	3,311	3,449	4.2
NP	29,572	24,074	-18.6	1,232	1,003	-18.6
HI	3,878	4,330	11.7	162	180	11.7
RN	16,258	27,909	71.7	677	1,163	71.7
TE	311,829	297,936	-4.5	12,993	12,414	-4.5
Generación total	**441,000**	**437,026**	**-0.9**	**18,375**	**18,209**	**-0.9**
Consumo local	**294,213**	**290,965**	**-1.1**	**12,259**	**12,124**	**-1.1**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

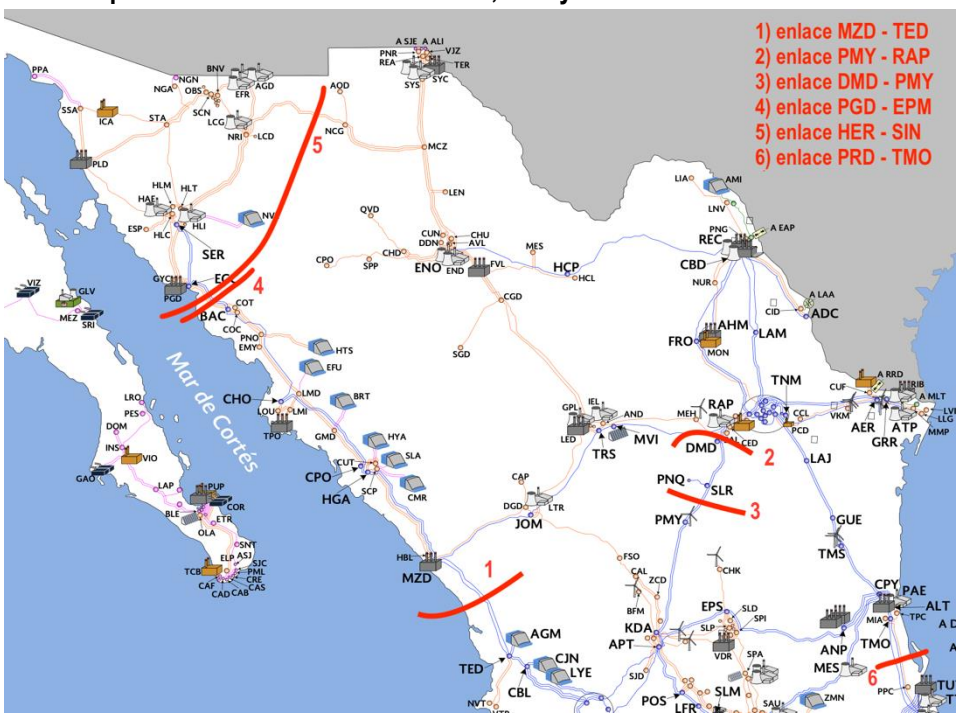
Falta de capacidad de la RNT

La Ilustración 2 esquematiza la RNT de las GCR NOR, NTE y NES. Existen tres corredores de transmisión principales que interconectan dichas GCR con el resto del SIN. La interconexión de la GCR NOR a través de dos líneas de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Mazatlán Dos y Tepic II (enlace MZD-TED); la interconexión de las GCR NES con la OCC a través de dos líneas de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Primero de Mayo y Derramadero (enlace DMD-PMY) o entre las subestaciones Primero de Mayo y Ramos Arizpe (enlace PMY-RAP), y la interconexión entre las GCR NES y ORI a través de las subestaciones Poza Rica Dos y Tamós (enlace PRD-TMO). Además de estas interconexiones, el intercambio de energía entre la GCR NOR y las otras gerencias del SIN también es limitado por los enlaces Hermosillo-SIN (HER-SIN) y Guaymas-Obregón (PGD-EPM).

El flujo de energía predominante en estas interconexiones es de norte a sur para exportar la energía hacia el resto del SIN. De esta manera, la saturación de los enlaces descritos tiene como efecto la separación de precios de estas GCR con el resto del SIN. Esta separación de precios genera, a su vez, una competencia local por suministrar la demanda e implica que recursos de generación con costos variables más bajos o nulos no se puedan utilizar para suministrar la demanda de energía eléctrica en otras partes del SIN. Esto también se conoce como *energía embotellada*. En otras

palabras, las GCR NOR, NTE y NES tienen un comportamiento similar entre ellas y distinto a las demás GCR del SIN (ver sección 3.2).

Ilustración 2. Esquema de la RNT de las GCR NOR, NTE y NES e interconexión con el resto del SIN



Fuente: Elaboración propia con base en la imagen del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2019-2033 del CENACE.

La Gráfica 29 muestra el porcentaje de la frecuencia de saturación de los enlaces MZD-TED, DMD-PMY o PMY-RAP, HER-SIN o PGD-EPM y PRD-TMO. La saturación de estos enlaces ocasionada por la exportación de energía, generó energía embotellada en las GCR NTE, NOR y NES que no se utilizó en el resto del SIN debido a la falta de capacidad de la RNT en esta región del país.

La saturación del enlace MZD-TED genera embotellamiento de energía en la GCR NOR; la saturación de los enlaces DMD-PMY o PMY-RAP genera embotellamiento de energía en la GCR NES; mientras que la saturación de los enlaces MZD-TED y DMD-PMY o PMY-RAP genera embotellamiento de energía en las tres GCR: NOR, NTE y NES. Algo similar pasa cuando se satura el enlace HER-SIN o PGD-EPM, sólo que esto sucede con un límite interno en la GCR NOR. La saturación de este último empezó a observarse a partir de noviembre de 2019, con un incremento importante durante febrero de 2020. También se observa que el enlace MZD- TED empezó a saturarse a partir de noviembre de 2019 e incrementó su frecuencia de saturación en febrero y marzo de 2020. Por otra parte, el enlace PRD-TMO presentó mayor saturación entre mayo y junio de 2020, situación que se analiza a detalle en la sección 2.1.2.3.

En resumen, el intercambio de energía de estas tres GCR con el resto del SIN se da a través de tres corredores de transmisión que se saturaron frecuentemente. Cuando uno o más corredores de transmisión se saturan, los PML de las GCR NOR, NTE y NES tienden al mismo nivel y suele ser menores a los PML del resto del SIN.

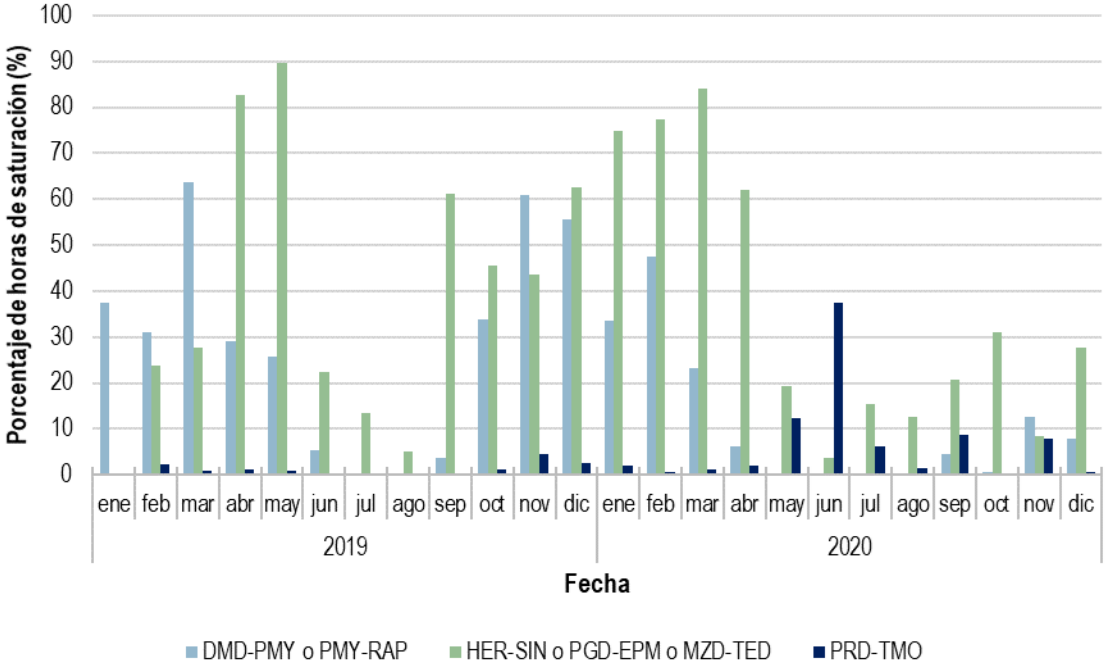
Cabe señalar que el CENACE, a través de diferentes ediciones[34] del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM (PAMRNT), ha destacado la necesidad de inversión en diferentes regiones de la RNT que ayuden a garantizar una operación segura, confiable y asequible del SEN. Esto incluye la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión entre las GCR NOR, NTE y NES con el resto del SIN. Por ejemplo, en la edición 2019-2033 del PAMRNT, uno de los proyectos más importantes identificados fue el "Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País". Por su parte, en el PAMRNT 2018-2032 se describen dos grandes proyectos de transmisión: 1) una "Macro Red de Transmisión para interconectar el Noroeste, Norte y Occidente del País", y 2) una "Red de transmisión para interconectar el Noreste y el Centro del País".

La Gráfica 29 muestra el porcentaje de horas en el mes que estuvieron saturados los enlaces involucrados en el intercambio de potencia y energía entre las GCR NOR, NTE y NES con el resto del SIN. Durante los primeros tres meses de 2020, la saturación de los enlaces involucrados en estos intercambios de energía y potencia fue mayor a la observada en 2019, con un máximo de 84 % de las horas en marzo.

Esto mismo se observa en la Gráfica 30, que muestra la frecuencia con la que más de uno de los enlaces involucrados en el intercambio entre las GCR NOR, NTE y NES con el resto del SIN estuvieron saturados. La incidencia de este fenómeno descendió también a partir de abril de 2020, debido a factores que modificaron la asignación y despacho de UCE, como fue el descenso de la demanda de energía eléctrica en el país debido a la pandemia por COVID-19, eventos que condicionaron la disponibilidad de elementos de la RNT, la posible aplicación del *Acuerdo para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)* (Acuerdo de Confiabilidad) publicado por el CENACE, o por los cambios en la asignación de UCE fuera de mérito por Confiabilidad (ver sección 4.2). El aumento de frecuencia de saturación del enlace PRD-TMO en junio de 2020 se debe principalmente a la indisponibilidad de algunos elementos de la RNT (ver sección 2.1.2.3).

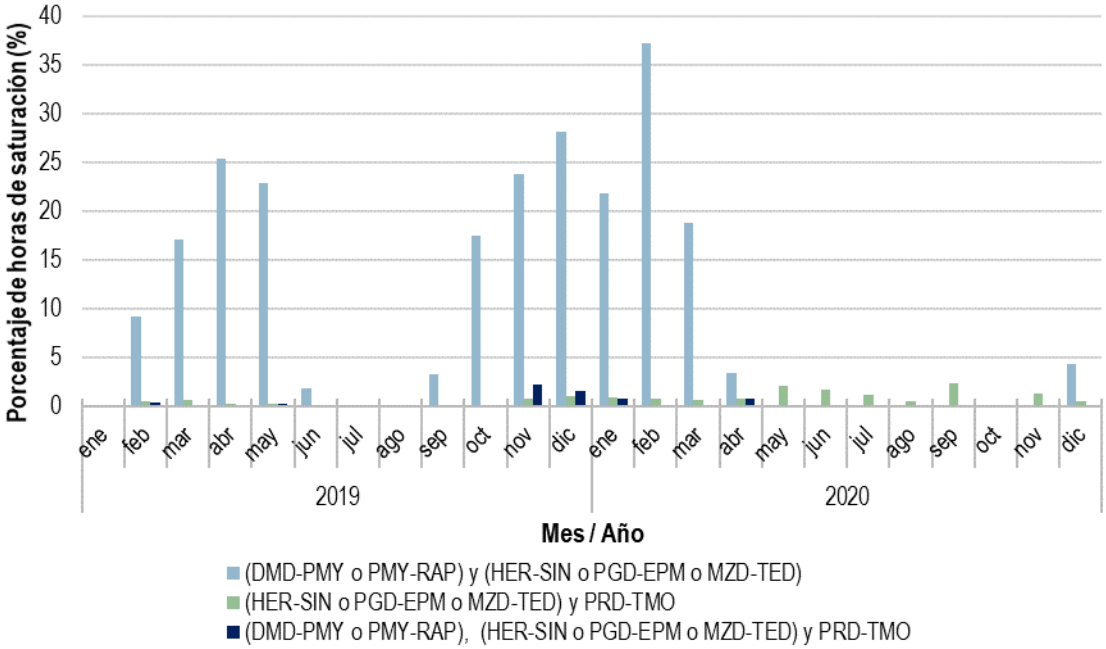
[34] Hasta el momento existen las ediciones 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033.
Disponibles en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/ProgramaRNT.aspx

Gráfica 29. Saturación de los enlaces MZD-TED, DMD-PMY o PMY-RAP, HER-SIN o PGD-EPM y PRD-TMO en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 30. Saturación en el MDA de más de un enlace de las GCR NOR, NTE y NES, 2019 y 2020



Notas: Frecuencia con la que se saturó alguno de los enlaces interconectando la GCR NES con el resto del SIN: PMY-RAP o DMD- PMY; al mismo tiempo que se saturó alguno de los enlaces que limitan el intercambio entre la GCR NOR y el resto del SIN: HER-SIN o PGD-EPM o MZD-TED.

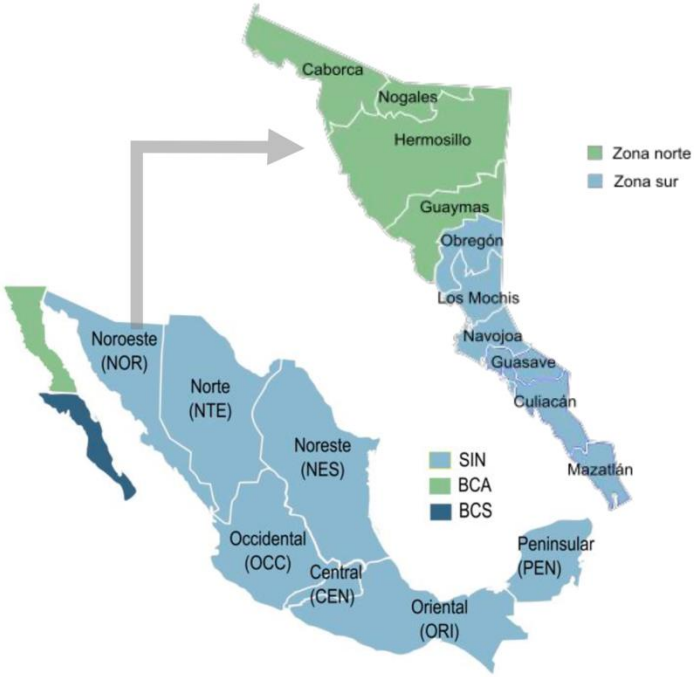
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Límite de transmisión de los Enlaces HER-SIN y PGD-EPM

Los enlaces HER-SIN y PGD – EPM tienden a limitar el flujo de potencia desde el norte de la GCR NOR y el resto del SIN (ver Ilustración 3). La definición y respectivos límites de transmisión de estos dos enlaces se debe a problemas de estabilidad[35] dinámica y de pequeña señal, y de control de voltaje. Los problemas de estabilidad están relacionados con la falta de amortiguamiento[36] en la zona norte de la GCR NOR debido a las condiciones de baja demanda local, falta de sintonización de los estabilizadores de potencia y sistemas de control de tensión, y ausencia o reducción de masas rotando sincrónicamente en el sistema eléctrico. Debido a estas condiciones, el CENACE se ha visto obligado a definir un límite de transmisión dinámico que depende de la demanda local.[37]

Como puede inferirse de la Ilustración 2, los elementos de la RNT del enlace PGD-EPM están contenidos en el enlace HER-SIN. El enlace HER-SIN contiene dos elementos más que están entre las subestaciones de Nacozari y Nuevo Casas Grandes, por lo que tiene un límite de transmisión distinto. No obstante, los problemas técnicos por los cuales se requiere la definición de ambos enlaces y sus respectivos límites de transmisión son los mismos. Por lo anterior, el análisis se centra en el enlace HER-SIN debido a que este último presentó mayor frecuencia de saturación y limitó antes la exportación de potencia de esta zona. De esta forma, las conclusiones del análisis pueden ser también extensivas al enlace PGD-EPM.

Ilustración 3. Zonas norte y sur de la GCR NOR



Notas: La zona norte de la GCR NOR está conformada por las Zonas de Carga (ZC): Nogales, Caborca, Hermosillo y Guaymas; la zona sur de la GCR NOR está conformada por las ZC: Obregón, Navojoa, Los Mochis, Guasave, Culiacán y Mazatlán.
Fuente: Elaboración propia.

[35] Una clasificación de los tipos de problemas de estabilidad en sistemas de potencia puede encontrares en: Kundur, Prabha & Paserba, John & Ajjarapu, Venkat & Andersson, Göran & Bose, Anjan & Canizares, Claudio & Hatziargyriou, Nikos & Hill, David & Stankovic, A.M. & Taylor, Carson & Van Cutsem, Thierry & Vittal, V. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Power Systems, IEEE Transactions on. 19. 1387 - 1401. 10.1109/TPWRS.2004.825981.

[36] El amortiguamiento se refiere a la reducción de oscilaciones de las variables eléctrica, voltaje y frecuencia, ante disturbios.

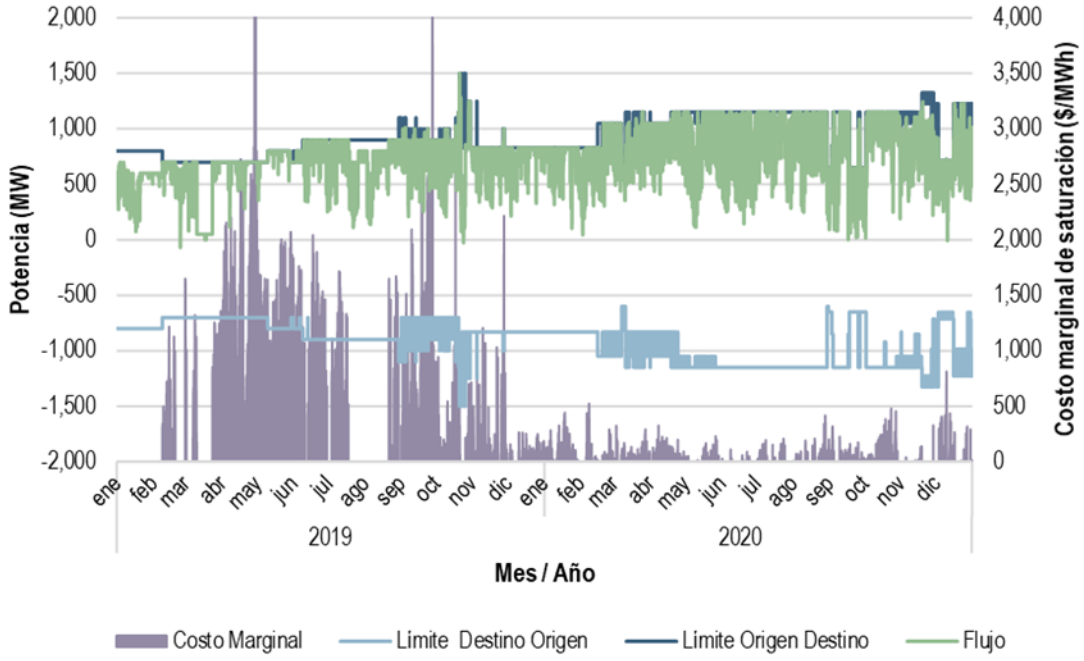
[37] La demanda de energía provee también de amortiguamiento. De tal forma que, al aumentar la demanda local, y por ende existir mayor amortiguamiento en el sistema, es posible incrementar también los límites de transmisión de los enlaces involucrados.

La Gráfica 31 muestra el límite de transmisión, flujo de potencia y costo marginal de saturación en el MDA del enlace HER–SIN en 2019 y 2020. En 2019 el CENACE y el MIM evaluaron las consideraciones y suposiciones técnicas tomadas para realizar los estudios de seguridad y así definir los límites de transmisión. Uno de los resultados más importantes de esta evaluación fue el aumento de la capacidad de transmisión por unidad de demanda local, lo que implica una mayor capacidad de transmisión y la posibilidad de reducir la energía embotellada en la zona norte de la GCR NOR. Este cambio se realizó el 20 de octubre de 2019, y a partir de esa fecha, se observó un costo marginal de saturación menor del enlace (es decir, una mayor capacidad de transmisión). Aunque la frecuencia de saturación de este enlace se redujó con respecto a lo observado en 2019 (ver Gráfica 29), los límites de transmisión aún no son lo suficientemente altos para resolver el problema de energía embotellada de esta zona norte de la GCR NOR.

La Gráfica 5 muestra la máxima demanda local horaria por mes de la zona norte de la GCR NOR entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, así como la máxima generación local horaria asignada, ambos en el MDA. Si bien la máxima demanda local y el máximo despacho local asignado pueden darse en diferentes momentos, hubo suficiente capacidad de generación en esta parte de la red para suministrar la demanda local y exportar energía hacia el resto del SIN.

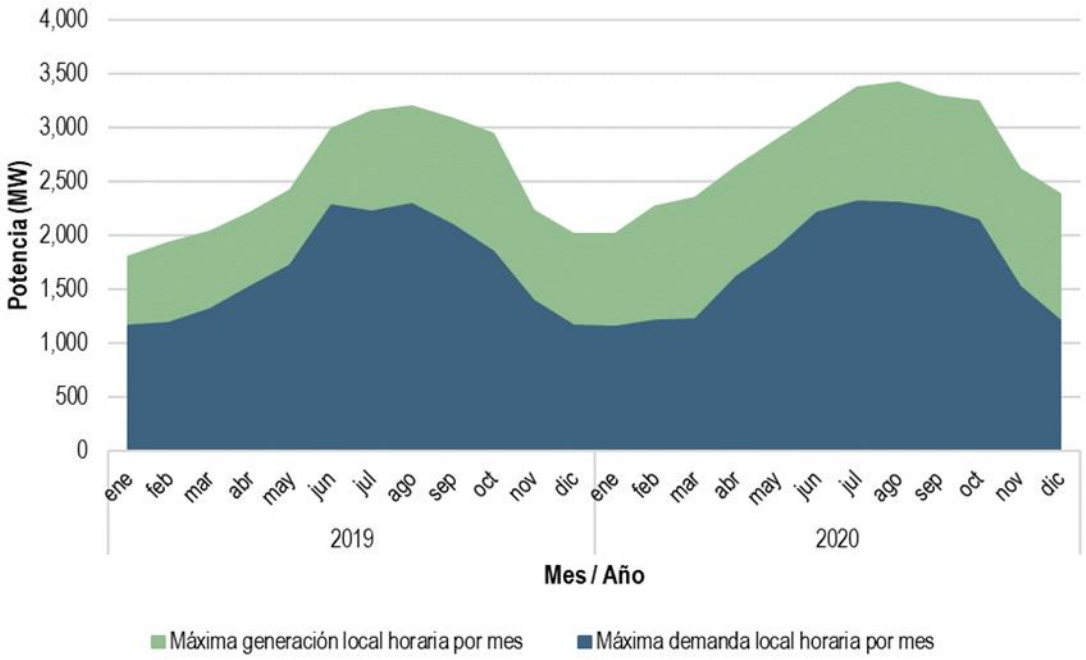
La zona norte de la GCR NOR tiene una capacidad instalada de 5,513 MW, de los cuales 3,366 MW son de CC, 1,037 son de TE, y 900 MW son FV, y los restantes 211 MW son de EO, TG, CI e HI. Por otro lado, la Gráfica 32 también muestra la demanda máxima horaria registrada por mes, la cual no rebasó los 2,500 MW. Si se toma en cuenta el límite de transmisión del enlace para el periodo señalado, este varió entre los 700 MW y los 1,150 MW, por lo que se puede deducir que la capacidad de tranmisión no permitió utilizar todo el parque de generación de la zona norte. Ello significa que para aprovechar toda la capacidad de generación de esta zona en otras GCR, es necesario aumentar el límite de transmisión a alrededor de 2,000 MW.

Gráfica 31. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace HER-SIN en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 32. Máxima demanda y generación local horaria del MDA en la zona norte de la GCR NOR, 2019 y 2020



Notas: La máxima generación y demanda local horaria pueden ser no coincidentes en el tiempo.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 se señalaron algunas opciones para aumentar el límite de transmisión, incluyendo: la sintonización de parámetros de los sistemas estabilizadores de potencia y sistemas de excitación de la generación convencional en la zona; incentivar que las centrales fotovoltaicas proporcionen inercia sintética, la instalación de condensadores síncronos, instalación de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, Flexible AC Transmission System, por sus siglas en inglés), expansión de le RNT (con corriente alterna o continua).

Solucionar este tipo de problemas requiere de una visión holística de la situación y visión hacia el futuro del sistema eléctrico, por lo que se requieren tomar acciones para resolver el problema en el corto plazo, mientras se trabaja y discute también soluciones de mayor plazo.

IMPACTO ECONÓMICO DE LA SATURACIÓN DE LOS ENLACES DE LAS GCR NOR, NTE Y NES

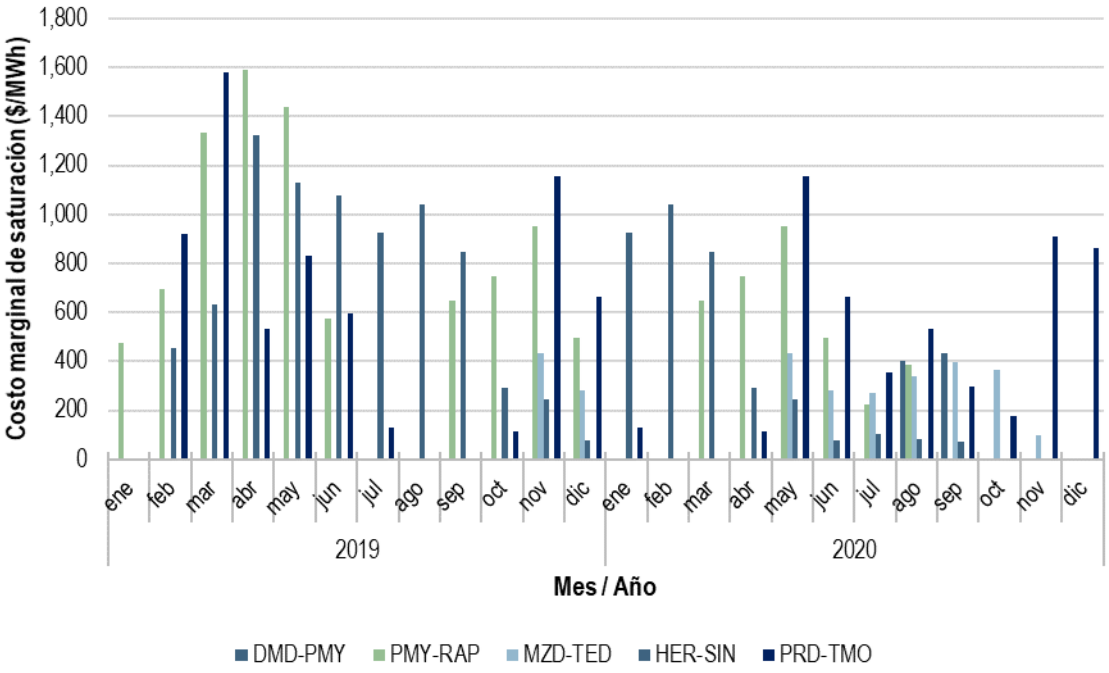
La Gráfica 33 muestra el promedio horario por mes del costo marginal de saturación de los enlaces analizados durante el 2019 y 2020. El costo marginal de saturación promedio fue menor en 2020 que en 2019. El costo marginal de saturación permite observar la diferencia de los PML en los nodos que están comunicados por los enlaces de transmisión. Cuando un enlace de transmisión se satura, pero en ambos extremos del enlace se encuentra un recurso marginal con costos variables de operación parecidos, el costo marginal de saturación es bajo.

La diferencia nominal entre los PML promedio del MDA para el 2019 de las GCR NOR, NTE y NES con respecto al resto del SIN (GCR ORI, OCC, CEN y PEN) fue de $698/MWh, mientras que esta diferencia para el 2020 fue de $267/MWh; en ambos casos los PML de las GCR NOR, NTE y NES fueron menores. Resalta el alza en el costo marginal de saturación del enlace PRD-TMO en agosto y septiembre de 2020. El impacto de la saturación de ese

enlace es limitado puesto que apenas se saturó el 1 % de las horas de agosto y el 9 % de las horas de septiembre (ver Gráfica 29).

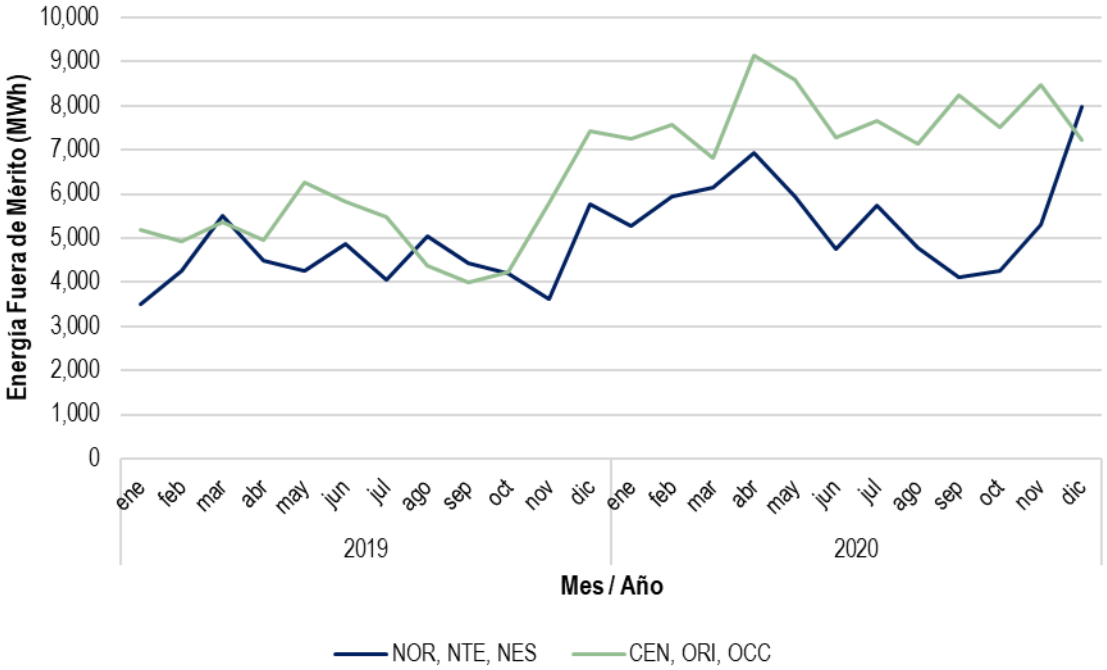
Una de las variables que puede explicar el descenso de los costos marginales de saturación de los enlaces analizados es el comportamiento de la EFM. La EFM representa la asignación y despacho de UCE fuera de la optimización económica que no puede fijar precios en el mercado. La Gráfica 34 muestra el promedio mensual de la suma de solución de potencia de la EFM proveniente de Ofertas de Venta TE (no incluye HI fuera de mérito). El incremento de la EFM en ambos extremos de los enlaces analizados (el grupo de GCR NOR, NTE y NES y el grupo de GCR CEN, ORI y OCC) permite que los recursos marginales sean más parecidos entre sí, provocando también un descenso de los PML en estas regiones del SIN (ver Gráfica 28). La EFM de la GCR PEN se omite de este análisis por no haber interconexión directa entre el grupo de GCR a analizar (NOR, NTE y NES) y esta misma. Al no existir una interconexión directa, los cambios en la EFM impactan principalmente a la GCR ORI, pero no a las GCR NOR, NTE y NES.

Gráfica 33. Costo marginal de saturación promedio horario por mes en el MDA, 2019 y 2020



Notas: El enlace PGD-EPM tuvo un costo marginal de saturación de cero para todo el periodo, por lo que se omite del gráfico.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 34. EFM promedio mensual en el MDA de las GCR NOR, NTE, NES, CEN, ORI y OCC, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

Las fallas o contingencias (salida de algún elemento) en cualquier sistema de potencia puede darse de forma aleatoria, es decir, no son predecibles o controlables, y pueden deberse a descargas eléctricas, huracanes, sismos, falla de algún equipo, ionización de aire cercano al equipo eléctrico, presencia de fuego, entre otros.

El Código de Red, publicado por la CRE, establece los requerimientos técnicos mínimos que el SEN debe cumplir para alcanzar y mantener una condición técnica en su operación sin violar límites operativos y contar con suficientes márgenes de reserva de modo que pueda soportar alguna falla o contingencia. Esta condición técnica se refiere a un nivel adecuado de Confiabilidad y seguridad para cumplir con el suministro eléctrico.

En este sentido, los operadores de la red definen conjuntos de elementos de transmisión esenciales para el correcto funcionamiento del sistema y para la ocurrencia de una falla. Los enlaces de transmisión deben entenderse como un conjunto de elementos de las RNT para los cuales se determina un límite de transmisión específico que permite cumplir con los criterios de seguridad operativa y Confiabilidad del suministro.

Entre las causas (justificación técnica) por las cuales se establece un enlace y su subsecuente límite de transmisión en cualquier sistema de transmisión, se encuentran las siguientes: (i) límite térmico de alguna línea de transmisión, transformador eléctrico u otro equipo de la RNT; (ii) bajo o alto voltaje en una ZC o Subestación Eléctrica, o (iii) problemas de estabilidad, por ejemplo, oscilaciones de potencia y problemas de estabilidad de voltaje. Violar alguno de los límites de transmisión de los enlaces que responden a las causas antes descritas, puede causar daños al equipo que conforma el sistema eléctrico o la pérdida de carga en el sistema. Es importante señalar que los límites de transmisión para los enlaces pueden ser no simétricos, dependiendo de los problemas técnicos que se observan en el sistema de potencia.

La Tabla 12 muestra la justificación técnica por la cual se definen los enlaces y sus respectivos límites de transmisión en las GCR NOR, NTE y NES del SIN.

Tabla 12. Justificación técnica de los enlaces en las GCR NOR, NTE y NES y sus límites de transmisión

Enlace	Acrónimo	Justificación para la definición del enlace	Causa por la cual se establece el límite de transmisión
_0-7 ENL MZD-TED	MZD-TED	Bajo y Alto voltaje Límite térmico	Límite máximo: Bajo voltaje en subestación eléctrica FSO-230 kV y/o límite térmico de línea de transmisión de 230 kV; Límite mínimo: Bajo voltaje en la subestación eléctrica MZD-400 kV
_0-8 ENL DMD-PMY	DMD-PMY	Bajo voltaje	Bajo voltaje en la subestación eléctrica DMD-400 kV
_0-8 ENL PMY-RAP	PMY-RAP	Bajo voltaje	Bajo voltaje en las subestaciones eléctrica SLR-400 kV y PNQ-400 kV
_0-22 ENL HER-SIN	HER-SIN	Problemas de estabilidad	Oscilaciones pobremente amortiguadas
4-4 PGD-EPM	PGD-EPM	Problemas de estabilidad Límite térmico	Estabilidad de voltaje o límite térmico en línea de transmisión de 230 kV
_0-6 ENL PRD	PRD-TMO	Bajo voltaje	Bajo voltaje en ZC Poza Rica o Huasteca

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La justificación técnica más común por la cual se establece un enlace y límite de transmisión es el calentamiento de los equipos. Los problemas térmicos ocurren porque fluye demasiada energía a través de un dispositivo en particular, lo que hace que se sobrecaliente. El calor daña o debilita los conductores de transmisión, su aislamiento eléctrico y otros equipos de subestaciones eléctricas. El daño por calentamiento excesivo puede ser crítico en los transformadores porque están encerrados y usan aceite para conducir el calor lejos del núcleo del transformador, existiendo la posibilidad de que se produzcan incendios por el aceite o explosiones en las instalaciones del transformador que pueden extenderse a otros equipos de alguna subestación cercana.

El tamaño y diseño del equipo, temperatura ambiente, humedad relativa, radiación solar, velocidad y dirección del viento, son algunas de las variables que afectan el rendimiento térmico de los equipos del sistema de transmisión. Tomando esto en consideración, algunos operadores de sistemas eléctricos han construido modelos matemáticos para predecir el comportamiento térmico de los dispositivos que lo componen.

Los modelos les permite definir límites de trasmisión dinámicos para cada equipo en la red en función de las condiciones ambientales y otras variables antes mencionadas. El uso de límites de transmisión dinámicos puede, en algunos casos, aumentar la capacidad de transmisión de un sistema eléctrico con una inversión relativamente baja para la construcción de los modelos, en caso de condiciones favorables de transferencia de calor como poca radiación solar, alta velocidad del viento y baja temperatura ambiente, y así podría ser posible aumentar la capacidad de transmisión de los equipos de transmisión.

Otras soluciones para aumentar los límites de transmisión térmicos incluyen el reemplazo de los dispositivos sobrecargados por otros de mayor capacidad o realizar cambios en el sistema para reducir el flujo de energía de los mismos, mediante nuevas instalaciones de transmisión o redistribución geográfica de la generación.

Los diseños de equipos de sistemas de potencia utilizan aislamientos eléctricos para su funcionamiento. Si los voltajes son más altos que el nivel de diseño (típicamente 110 % a 120% del voltaje nominal), se corre el riesgo de que los equipos del sistema de transmisión se dañen o se destruyan, sobre todo el riesgo es mayor en los transformadores. Los voltajes altos ocurren con mayor frecuencia durante condiciones de baja demanda de energía. La carga normal del equipo compensa las características de transmisión inherentes que aumentan el voltaje. Las soluciones incluyen reconfigurar la red de transmisión (por lo general, desconectando elementos de transmisión) o agregar dispositivos

que compensen el alto voltaje. Dichos dispositivos incluyen reactores en derivación, condensadores síncronos y dispositivos FACTS.

Los voltajes bajos no suponen un riesgo directo de daños en el equipo de transmisión. No obstante, en el diseño de los equipos de protección y medición del sistema de transmisión se asume un rango estrecho de voltajes, por lo general no inferior al 85 % y 90 % del voltaje nominal. Si los voltajes caen por debajo de este rango, el funcionamiento de los equipos de protección y medición se vuelve impredecibles, y se corre el riesgo de daños tanto en el equipo del sistema de transmisión con en la infraestructura de generación, debido a un mal funcionamiento de los equipos de protección y medición. En consecuencia, el tiempo de reparación y los costos son mayores cuando ocurren daños por una caída en el voltaje.

Algunas soluciones a problemas de bajo voltaje incluyen la adición de capacitores de derivación, condensadores síncronos, dispositivos FACTS o redistribución de la generación. En las regiones con problemas de control de voltaje los generadores solares o eólicos cercanos pueden mitigar estos problemas, siempre y cuando tengan los controles de potencia reactiva necesarios. La generación convencional también puede ayudar mejorando sus sistemas de control de excitación. Estas soluciones tienen diferentes limitaciones temporales. En el corto plazo, se recurre al cambio en la asignación y despacho de generación o a algunas reconfiguraciones de la transmisión. En el mediano plazo, las soluciones incluyen la adición de reactores o condensadores de derivación. Las opciones de largo plazo incluyen condensadores síncronos y dispositivos FACTS, así como la ampliación de la RNT o el reemplazo de equipo del sistema de transmisión.

Los problemas de estabilidad suelen ocurrir muy rápidamente, desde milisegundos hasta unos pocos minutos. Los problemas de estabilidad más comunes son el colapso de voltaje o la estabilidad transitoria que pueden provocar la separación del sistema, cuando existe más de una frecuencia fundamental de las variables eléctricas (no todo el sistema tiene 60 Hz). La falta de estabilidad en el sistema eléctrico daña el funcionamiento de los equipos del sistema eléctrico, cuya consecuencia mayor sería la pérdida de carga en los usuarios finales. Un sistema inestable provoca que se formen islas eléctricas. Estas islas tienen desajustes de carga y generación. Por un lado, una isla con demasiada generación puede terminar con un resultado controlado, por otra parte, una isla con generación insuficiente para cumplir con la carga puede quedar sin servicio eléctrico.

Los problemas de estabilidad ocurren demasiado rápido para cualquier intervención humana, por lo que su solución depende de dispositivos de control rápido o de la anticipación de los operadores del sistema. Los límites de estabilidad se establecen con base en estudios de diagnóstico de las condiciones del sistema antes de la operación en tiempo real. Los operadores del sistema pueden recurrir a soluciones como cambios en el programa de despacho de generación, reconfiguración de la red de transmisión, desconexión de carga o implementación de un Esquema de Acción Remedial (EAR), para prevenir o resolver algún problema de estabilidad.

Una solución parcial a problemas de estabilidad de pequeña señal en el SEN es el establecimiento de un límite de transmisión dinámico, en función de la demanda local para el enlace HER-SIN. En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, se discuten algunas alternativas que podrían aliviar los problemas de falta de amortiguamiento de oscilaciones (estabilidad de pequeña señal). Algunas de estas alternativas de solución incluyen:

- Participación de las tecnologías FV y EO en el control de frecuencia;
- Modificación a los mercados de Servicios Conexos;
- Instalación de condensadores síncronos;
- Instalación de FACTS;
- Expansión de la transmisión con equipos de muy alto voltaje (EHV – Extremely High Voltage);

- Expansión de la transmisión con equipos de corriente continua de alto voltaje (HVDC – High Voltage Direct Current);
- Instalación de nueva capacidad de generación convencional cerca de la zona con problemas de oscilaciones de potencia pobremente amortiguadas.

CONCLUSIONES

Durante 2020 se observó la saturación simultánea de los enlaces MZD-TED, DMD-PMY o PMY- RAP, HER-SIN o MZD-TED. Esto provocó el desacoplamiento de precios de las GCR NOR, NTE y NES con respecto al resto del SIN. La saturación simultánea de los enlaces analizados y su costo marginal de saturación fueron menores a partir de abril hasta diciembre de 2020, en comparación con la observada en 2019 y durante el primer trimestre de 2020.

Tanto la frecuencia de saturación de los enlaces como el volumen de la EFM indican cambios en la asignación y despacho de UCE motivado por modificaciones en los patrones de demanda, aumento de la capacidad neta, mayor participación de Oferta de Venta RN y disponibilidad de UCE.

La operación del mercado en 2020 mostró la necesidad de evaluar la factibilidad de proyectos de ampliación para ayudar a aliviar la saturación de los elementos de la RNT que interconectan las GCR NOR, NTE y NES con el resto del SIN, esto tendría como consecuencia PML y costos de producción de energía menores en todo el SIN.

RECOMENDACIÓN

- La saturación de los enlaces de las GCR NOR, NTE y NES de forma simultánea, provoca el desacoplamiento de precios de las GCR NOR, NTE y NES con el resto del SIN. Lo anterior provoca a su vez la competencia por despacho entre UCE nuevas con tecnología CC y FV y el embotellamiento de energía en esta GCR, por lo que impacta a la baja en los PML. Se recomienda establecer mesas de trabajo interinstitucionales con la participación de la SENER, el CENACE, la CRE y el MIM para discutir y evaluar las soluciones al problema de embotellamiento de energía, en consideración de la política energética con visión de largo plazo para el sistema eléctrico, los problemas técnicos actuales y futuros, así como las soluciones tecnológicas o de rediseño de las Reglas del Mercado. Las mesas de trabajo pueden seguir una agenda para la toma decisiones con base en soluciones:
    a. De corto plazo, que permitan elevar los límites de transmisión sin necesidad de grandes inversiones en activos físicos en la red, como la sintonización de parámetros de los sistemas estabilizadores de potencia y sistemas de exitación de la generación convencional en la zona.[38]
    b. De mediano y largo plazo, para resolver el problema de transmisión, así como otros enlaces o posibles límites que puedan prevenir la exportación de energía desde las GCR NOR, NTE y NES hasta el resto del SIN.

2.1.2.3 SATURACIÓN DE LOS ENLACES DE TRANSMISIÓN EN LA GCR ORI Y SUS EFECTOS EN LA GCR PEN

En 2020 se observaron cambios en el comportamiento de los flujos de potencia y saturación de los enlaces de transmisión en la GCR ORI, incluyendo la definición de un nuevo enlace de transmisión como respuesta a la caída de unas torres de transmisión que provocaron la indisponibilidad de algunos elementos de la RNT. Estos cambios en la RNT de la GCR ORI también afectan a la GCR PEN debido a que ésta última depende de la interconexión entre ellas para suministrar su demanda de energía eléctrica.

[38] Para más información, consultar la sección 2.1.2.1 del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf

Los enlaces de transmisión son un conjunto de elementos de la RNT, que incluyen líneas de transmisión que interconectan áreas o regiones del SEN para la entrega o suministro de energía eléctrica. Según las restricciones operativas de la red eléctrica, el CENACE determina límites de transmisión específicos de los enlaces para cumplir con los estándares de Confiabilidad de la CRE, y estos límites (o restricciones de transmisión) corresponden a la máxima potencia que puede ser transmitida en dichos enlaces.

Los límites de transmisión de los enlaces se establecen a partir de simulaciones computacionales que permiten analizar el comportamiento dinámico del SEN. Estas simulaciones se realizan periódicamente considerando los cambios en la topología de la red eléctrica, incluyendo las condiciones de demanda, interconexión de nuevas unidades de generación, así como la indisponibilidad de ciertos elementos de la RNT ocasionada por eventos como la caída de torres de transmisión y licencias prolongadas en equipo de la RNT.

Los enlaces de transmisión definidos, así como sus límites, son insumos para el AU-MDA que establece el programa de asignación y despacho de UCE en el MDA. Los límites de transmisión se consideran como una restricción del modelo de optimización que debe ser respetada para garantizar un programa de asignación y despacho confiable.

Esta sección describe los cambios más importantes en la RNT en la GCR ORI observados en 2020, su relación con la saturación de los enlaces de transmisión y los efectos que tuvieron sobre la GCR PEN.

BALANCE DE ENERGÍA EN LAS GCR ORI Y PEN

La GCR ORI suele ser una región exportadora de energía, por lo que un incremento en la frecuencia de saturación de sus enlaces de transmisión tiende a elevar los costos de producción del sistema y, por ende, propicia un aumento de los PML en las GCR vecinas. Por el contrario, la GCR PEN tiende a ser una región importadora de energía, en gran medida debido al desabasto de GN hacia esta región, por lo que un incremento en la frecuencia de saturación de los enlaces que interconectan las GCR ORI y PEN propicia un aumento en los PML de la GCR PEN (por el mayor uso de UCE TG con diésel) y mayores costos de producción del SIN.

La Tabla 13 muestra la demanda y generación promedio horaria en el MDA por GCR para el de 2019 y 2020. En ambos años las GCR ORI y PEN se comportaron de la misma forma, la GCR ORI exportó energía a las GCR vecinas, mientras que la GCR PEN fue importadora neta de energía. La Ilustración 4 esquematiza la ubicación geográfica de las GCR en el contexto del SIN y los flujos dominantes de energía entre ellas. La GCR ORI exporta energía hacia las GCR PEN y CEN, e importa energía desde la GCR NES.

Tabla 13. Demanda promedio horaria y generación programada en el MDA por GCR, 2019 y 2020

Año	GCR	Demanda (MWh)	Generación (MWh)	Balance
2019	NOR	2,700	3,061	Exportadora
	NTE	3,229	3,449	Exportadora
	NES	6,330	11,864	Exportadora
	OCC	7,787	4,974	Importadora
	CEN	6,484	3,755	Importadora
	ORI	5,833	7,120	Exportadora
	PEN	1,584	744	Importadora
2020	NOR	2,796	3,672	Exportadora
	NTE	3,283	3,623	Exportadora
	NES	6,045	10,913	Exportadora
	OCC	7,632	4,991	Importadora
	CEN	6,151	3,085	Importadora
	ORI	5,790	7,066	Exportadora
	PEN	1,410	734	Importadora

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Ilustración 4. GCR e intercambios de energía dominantes en el MDA del SIN, 2020

Notas: Las flechas rojas indican el flujo dominante entre regiones, pero puede no corresponder con la definición de enlaces de transmisión en la RNT.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

PANORAMA GENERAL DE LA GCR PEN

Capacidad neta y disponibilidad de GN

En 2020 la capacidad neta de generación de la GCR PEN fue de 2,460.1 MW, de la cual el 59.5 % corresponde a UCE de tecnología CC, seguida de UCE térmicas como TG, TC y CI con el 28.4 % de participación, y 12.2 % de tecnologías renovables (FV y EO).

El suministro de GN a la península de Yucatán se realiza a través del gasoducto Mayakán que se interconecta con el resto de sistema de gasoductos en dos puntos, los complejos procesadores de gas Cd. PEMEX y Cactus Nuevo PEMEX (ver Ilustración 5).

La GCR PEN presenta problemas de suministro de GN desde 2010 debido a limitaciones operativas y mala calidad del combustible que se envía mediante el gasoducto Mayakán. Ello ocasiona que se aproveche menos de la mitad de los 250 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de capacidad del ducto.

La falta de GN en la GCR PEN ha resultado en un aumento en el uso de combustóleo y diésel para la generación eléctrica en aquellas UCE que cuentan con la posibilidad de realizar esta sustitución de combustible, y una alta indisponibilidad del parque de generación, particularmente aquellas UCE diseñadas para operar exclusivamente con GN. Esta situación se agravó en 2019, cuando el CENACE declaró en Estado Operativo de Emergencia a la península de Yucatán, en tanto la generación despachable fuera menor a 985 MW, derivado del desabasto de combustibles.[39]

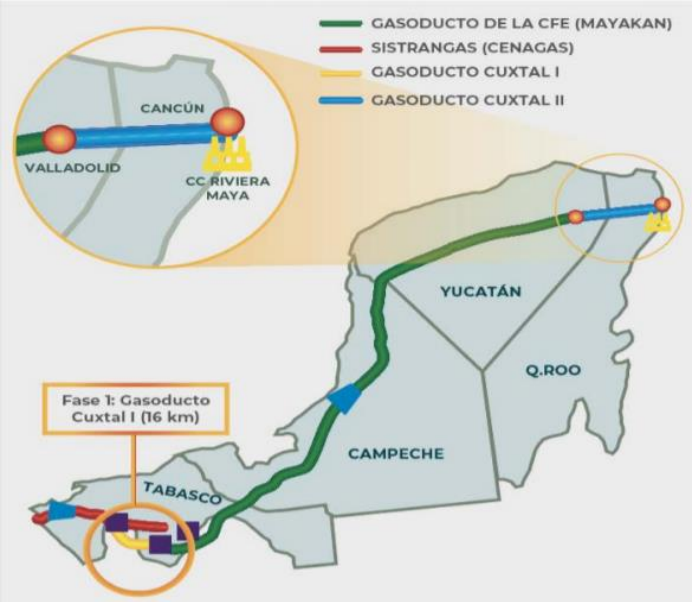
Si bien la GCR PEN cuenta con suficiente capacidad neta para satisfacer la demanda máxima (2,060 MW en el MDA y 1,883 MW en el MTR de 2018; 2,181 MW en el MDA y 2,076 en el MTR de 2019; y 1,952 MW en el MDA y 1,877 MW en el MTR en 2020), la escasez de GN en esta región causa indisponibilidad de UCE por la falta de suministro de combustible y, por lo tanto, es una GCR deficitaria. Es así como depende de las importaciones de energía provenientes de la GCR ORI, que funciona como su único corredor de transmisión.

En el transcurso de 2020 se realizaron algunos esfuerzos para proveer de ese combustible a la GCR PEN, mediante negociaciones entre PEMEX y la CFE. Además de ello, se anunció el proyecto de sistemas de gasoductos Cuxtal-Mayakán que tienen como meta solucionar el problema de suministro de GN en la península de Yucatán. De acuerdo con lo anunciado, el proyecto consta tres fases constructivas:

- Cuxtal-Mayakán Fase I: tiene como objetivo la interconexión del gasoducto Mayakán con el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), consta de 16 km de ducto que interconectará las estaciones Cactus y Nuevo Pemex. El proyecto estaba programado para entrar en operación en agosto de 2020 pero ha sufrido retrasos para su puesta en operación comercial.
- Cuxtal-Mayakán Fase II: tiene como objetivo la interconexión entre Valladolid y Cancún, para suministrar GN a nueva capacidad de CC por construirse y satisfacer la demanda de otros sectores. El proyecto consta de 158 km de ducto y se estima un periodo de 25 meses de construcción.
- Cuxtal-Mayakán Fase III: tienen como objetivo la ampliación de la capacidad de transporte de GN de las Fases I y II del proyecto de alrededor de 240 a 500 MMPCD, en un periodo estimado de 32 meses.

[39] Oficio No. CENACE/DOPS/128/2019 del 17 de junio de 2019. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/DocsMEM/OpeMdo/BuzonNotificaciones/2019-06-17%20DECLARACI%C3%93N.%20Estado%20Operativo%20de%20Emergencia%20(CENACE-DOPS-128-2019).pdf

Ilustración 5. Esquema de gasoductos para la península de Yucatán



Fuente: CFE (2020) Sistema Cuxtal-Mayakán.[40]

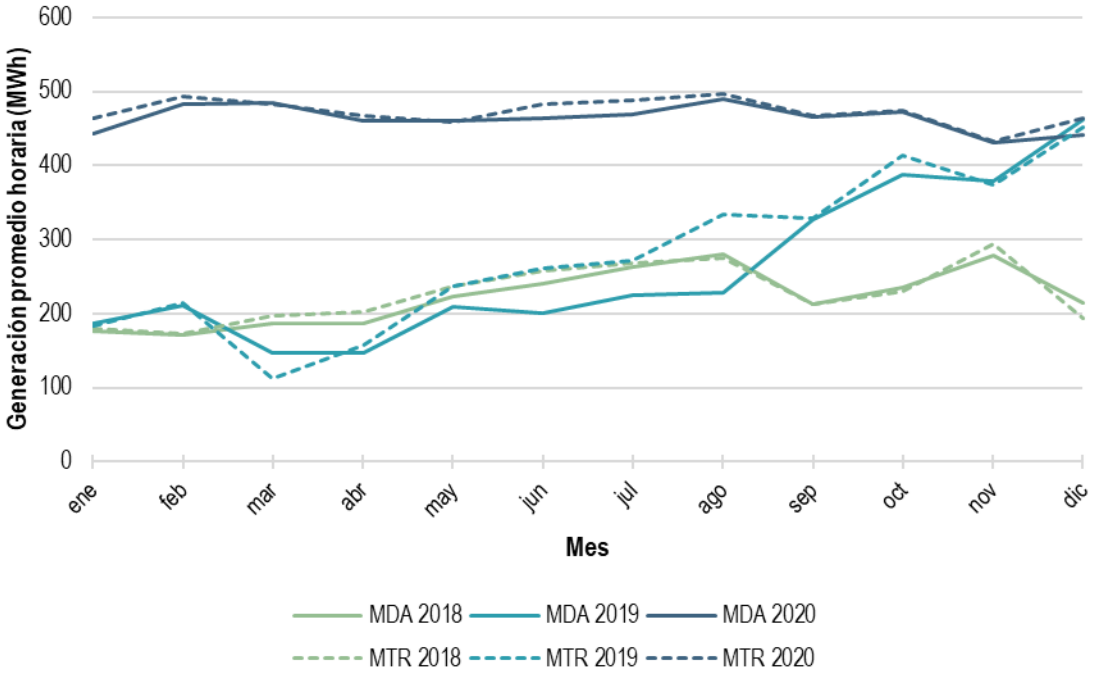
El despacho de la CE239 es la mejor representación de la escasez de GN en la GCR PEN, ya que por sus características físicas únicamente utiliza GN. Esta CE es crucial en la península de Yucatán por razones de Confiabilidad y control de voltaje. Además, durante el 2018 y hasta agosto de 2019 definió el límite de transmisión en la compuerta entrando a la subestación Escárcega (ESA), y como consecuencia, el intercambio entre las GCR ORI y PEN. Ante esta situación, el CENACE en coordinación con la CFE, ha dado prioridad a esta CE en cuanto a la disponibilidad de GN.

La Gráfica 35 muestra la generación promedio horaria de la CE239 asignada en el MDA y la real en el MTR en 2018, 2019 y 2020. De marzo a agosto de 2019 se observó una menor generación horaria en comparación con 2018, al menos en el MDA. En septiembre de 2019 la generación de la central eléctrica repuntó en más del 50 % en relación con septiembre de 2018 por desplazamiento de GN, al entrar en operación el gasoducto submarino Sur de Texas-Tuxpan. Como resultado de un mayor suministro de GN, la CE generó, en promedio, el doble de energía en diciembre de 2019 (462.1 MWh) con respecto al mismo mes de 2018 (213.8 MWh).[41] En 2020 la generación promedio horaria de esta CE fue mayor en comparación con los años anteriores (463.8 MWh en el MDA y 472.8 MWh en el MTR), gracias a la disponibilidad de GN en la GCR PEN.

[40] Disponible en: https://directoriopemex.com/images/noticias/CFEnergia.pdf

[41] El 17 de septiembre de 2019 inició su operación comercial con capacidad de transporte de 2,600 MMPCD y una longitud de 772 kilómetros.

Gráfica 35. Generación promedio horaria asignada en el MDA y el MTR de la CE239, 2018, 2019 y 2020



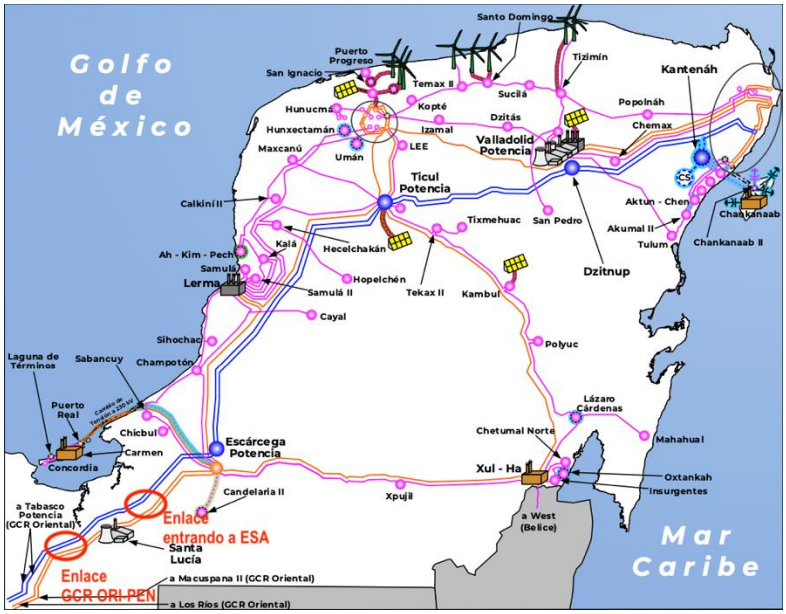
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Red de transmisión de la GCR PEN

La GCR PEN se encuentra interconectada con la GCR ORI a través de cuatro líneas de transmisión: (i) dos en 230 kV, la primera entre las subestaciones Macuspana II (MCD) y Santa Lucía (SLC), y la segunda entre las subestaciones Los Ríos (LRS) y SLC; y (ii) dos líneas en 400 kV, ambas entre las subestaciones Tabasco Potencia (TSP) y ESA. En la ZC Chetumal, la GCR PEN se encuentra interconectada con el sistema eléctrico de Belice a través un circuito sencillo en 115 kV, con quien normalmente se realizan operaciones de exportación de energía eléctrica.

La transmisión entre las GCR ORI y PEN se encuentra normalmente limitada por un enlace o compuerta dentro de la GCR PEN, definida por la interconexión entre las subestaciones de SLC y ESA, y entre las subestaciones TSP y ESA, como se describe anteriormente. La Ilustración 6 esquematiza el sistema de transmisión de la GCR PEN y muestra la compuerta de entrada a la subestación de ESA, que ha llegado a limitar el flujo entre las GCR ORI y PEN.

Ilustración 6. Elementos de transmisión de la GCR PEN

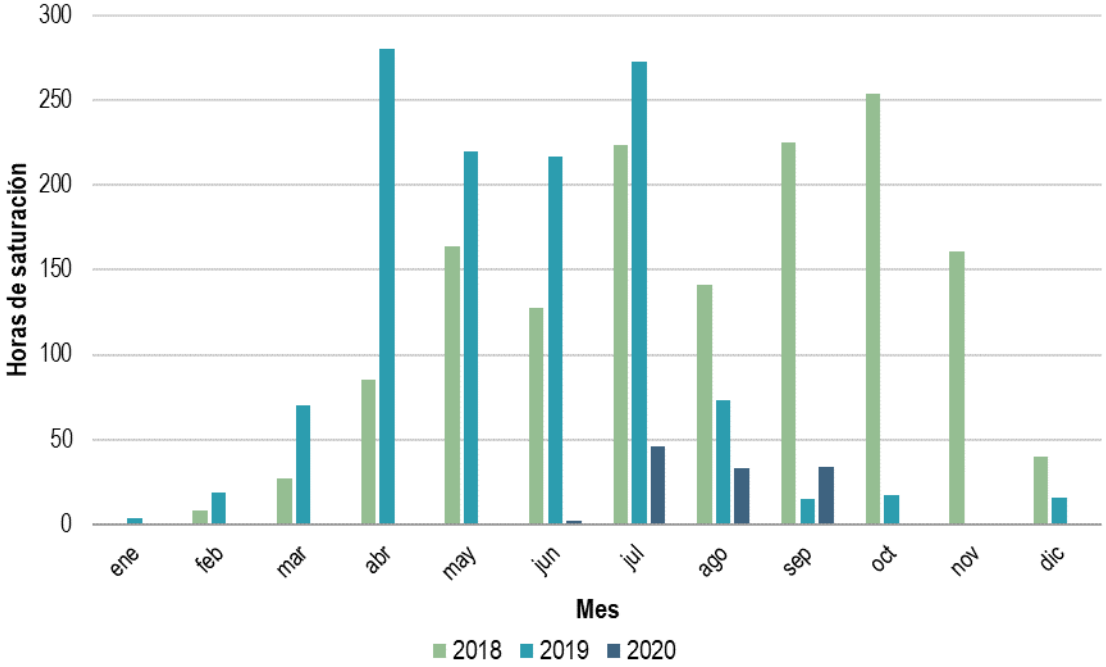


Notas: Se muestra en el mapa la compuerta entrando a ESA y el enlace entre las GCR ORI y GCR PEN. Para fines de este reporte, se considera que la subestación eléctrica SLC y la UCE CPC se encuentran geográficamente en el mismo punto.
Fuente: Elaboración propia con base en imagen del PAMRNT del MEM 2019-2032 del CENACE.

La Gráfica 36 muestra la frecuencia en horas en las que la compuerta de entrada a la subestación ESA se encontró en estado de saturación en el MDA. Durante 2020 se acumularon 115 horas de saturación, en 2018 y 2019 se acumularon 1,457 y 1,204, respectivamente. En julio de 2020 se alcanzó el máximo mensual de 46 horas comparado con 273 horas y 224 horas para el mismo mes de 2019 y 2018, respectivamente.

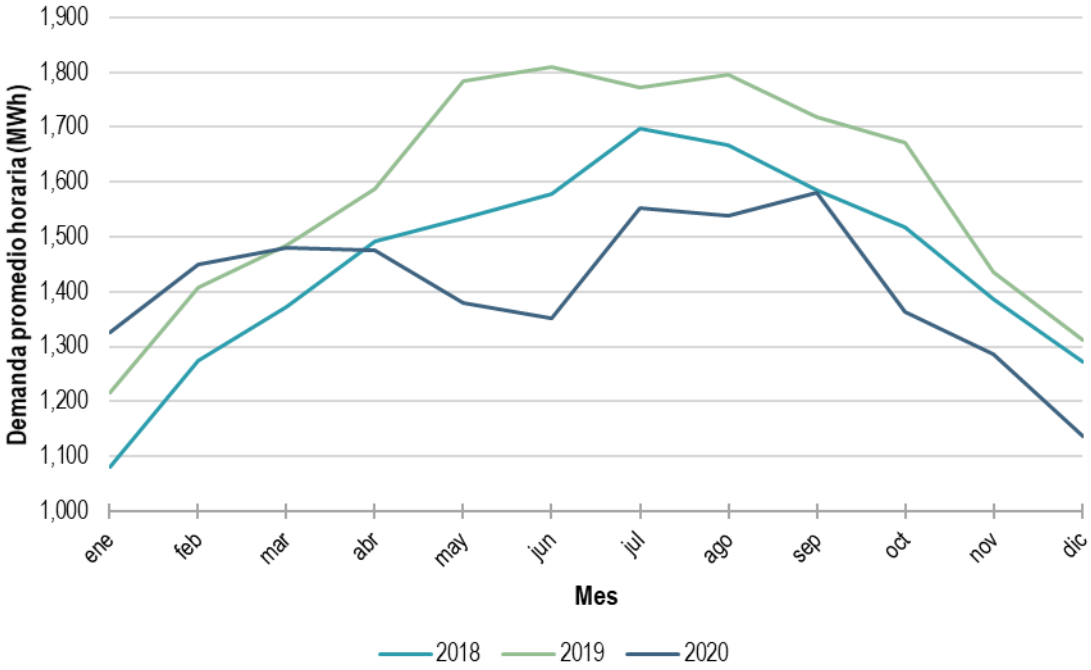
La menor frecuencia de saturación de agosto de 2019 a la fecha se debió a tres factores: (i) la implementación de un EAR que permitió desasociar el límite de transmisión de la disponibilidad de la CE CE239; (ii) el comportamiento de la demanda de energía en la GCR PEN, la cual fue menor en 2020 que lo observado en 2019 entre marzo y diciembre, y menor a lo observado en 2018 entre abril y diciembre (ver Gráfica 37), y (iii) una mayor disponibilidad de energía en la GCR PEN, lo que le permitió disminuir su dependencia a las inyecciones de energía provenientes de la GCR ORI y, por ende, la reducción en la saturación del enlace entre estas dos GCR (ver sección 2.1.1).

Gráfica 36. Saturación del enlace ESA en el MDA que limita el intercambio entre las GCR PEN y ORI, 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 37. Demanda promedio horaria por mes del MDA en la GCR PEN, 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

ENLACES DE TRANSMISIÓN DE LA GCR ORI

La Gráfica 38 muestra los cuatro enlaces de transmisión con los mayores cambios en su frecuencia de saturación, medido en horas, para el MDA entre el 2019 y el 2020; mientras que la Ilustración 7 muestra la ubicación geográfica de los enlaces de interés de la GCR ORI:

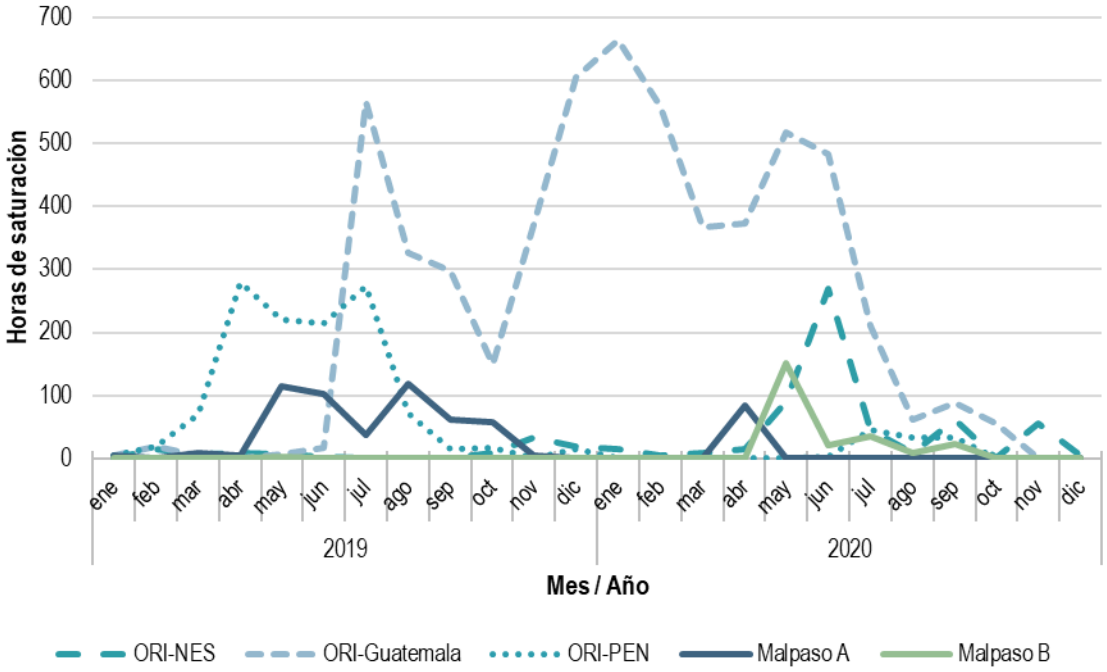
1. El enlace _0-19 ENL THP-LBR, que interconecta a la GCR ORI con el Sistema Eléctrico Vecino de Guatemala (enlace ORI-Guatemala);
2. El enlace _0-6 ENL PRD entre las GCR ORI y NES (enlace ORI-NES);
3. El enlace _0-16 MALPASODOS-TABASCO entre las subestaciones Malpaso Dos y Tabasco Potencia (Malpaso A);
4. El enlace _0-17 MALPASO-TABASCO entre las subestaciones Malpaso y Tabasco Potencia (Malpaso B);
5. El enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD entre Manuel Moreno Torres y Malpaso Dos hacia Minatitlán dos y TMD;
6. El enlace 2-12 ENL IPO-JUI entre las subestaciones Ixtepec y Juile;
7. El enlace 2-9 ENL JUD-JUI entre las subestaciones Juchitán Dos y Julie.

Durante 2019, el enlace Malpaso A se saturó con mayor frecuencia, con un máximo de 118 horas de saturación en agosto. A partir de mayo de 2020, entró en operación el enlace Malpaso B, teniendo como consecuencia que la frecuencia de saturación del enlace Malpaso A fuera nula (el enlace Malpaso B contiene todos los elementos de la RNT del enlace Malpaso A más otro elemento). En caso de que no hubiera entrado en operación el enlace Malpaso B, el enlace Malpaso A hubiera presentado un comportamiento similar al de 2019 (en 2020, sólo se presentaron 85 horas de saturación en abril).

En sentido contrario, el enlace ORI-Guatemala incrementó su frecuencia de saturación, se saturó 8.7 horas por mes durante el primer semestre de 2019, mientras que de enero a junio de 2020 el promedio fue de 494 horas por mes. En los meses de julio a septiembre, este enlace tuvo menor frecuencia de saturación en 2020. Mientras que en el último trimestre del año la saturación del enlace fue menor en 2020.

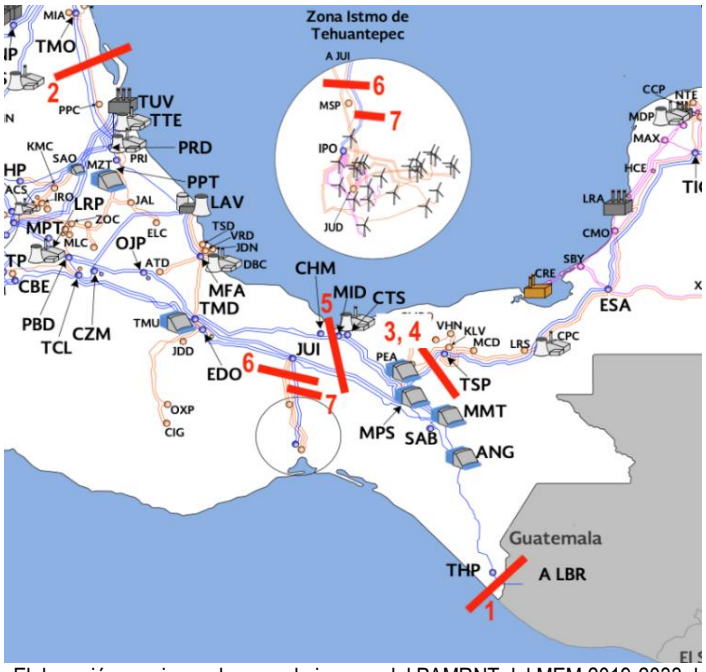
Los enlaces Malpaso B y ORI-NES incrementaron su frecuencia de saturación en comparación con el mismo periodo del año anterior, especialmente para mayo y junio. El enlace ORI-NES tiende a saturarse por la exportación de energía desde la GCR NES a la ORI (la GCR NES tiende a tener PML más bajos que la GCR ORI).

Gráfica 38. Saturación de los enlaces de la GCR ORI en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Ilustración 7. Esquema de ubicación de los enlaces de interés de la GCR ORI



Fuente: Elaboración propia con base en la imagen del PAMRNT del MEM 2019-2033 del CENACE.

Enlace ORI-Guatemala

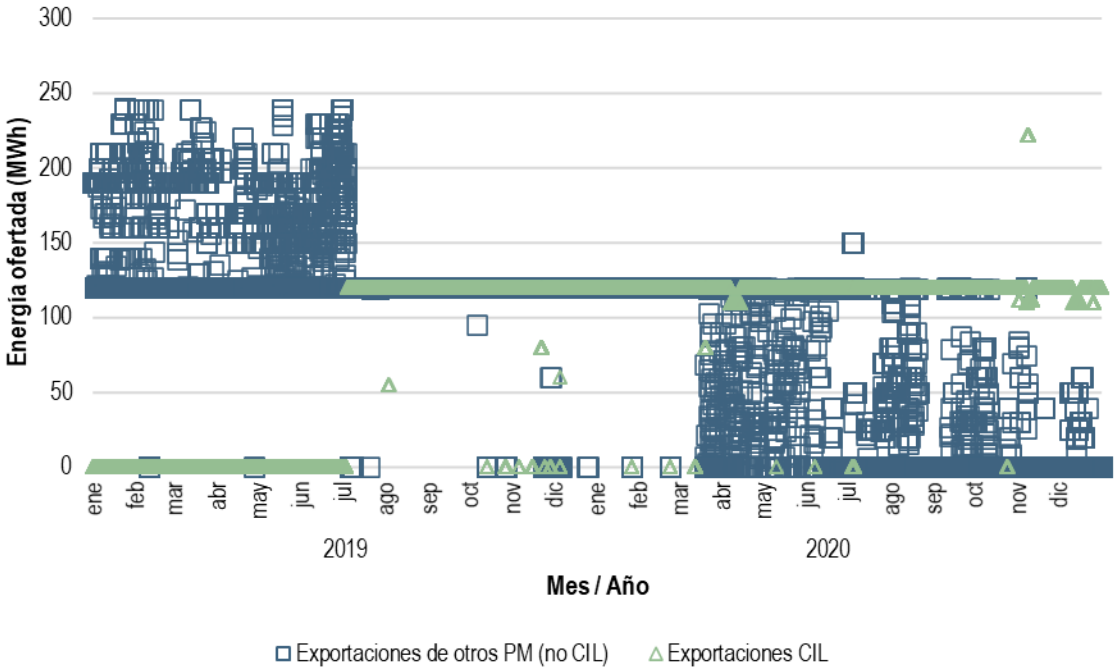
Durante los primeros seis meses de 2019, el enlace asociado a la interconexión entre la GCR ORI y el sistema eléctrico vecino de Guatemala presentó baja frecuencia de saturación, con un máximo de 19 horas en febrero. A partir de julio

de 2019 la saturación de este enlace aumentó (llegó a 568 horas), y se alcanzó un máximo de 605 horas en diciembre de 2019. El aumento repentino en la frecuencia de saturación en julio de 2019 se debió a la inclusión de la oferta de un CIL exportador en el MDA antes de las ofertas del resto de los PM. La oferta promedio de este CIL exportador es por 120 MW, o la mitad de la capacidad del enlace (240 MW). Previo a esta inclusión, las ofertas de exportación no eran lo suficientemente altas (en precio y cantidad) para saturar el enlace de transmisión (ver Gráfica 39).

En los primeros seis meses de 2020, la frecuencia de saturación de este enlace fue mayor, el máximo de horas se registró en enero (665 horas) y el mínimo en marzo (368 horas). En el segundo semestre de 2020 la saturación de este enlace fue menor que la observada para el mismo periodo de 2019.

Los PML de los nodos de importación y exportación, así como los costos marginales de saturación de los enlaces asociados tienen algunos problemas que deben atenderse. Los PML de los nodos de importación y exportación deben definirse por una Oferta de importación o exportación, cuando el enlace asociado a esos nodos se encuentre saturado. Por lo que, el PML del nodo debería ser igual a la última oferta asignada, siempre y cuando sólo exista un tipo de oferta asignada (importación o exportación). Sin embargo, se observó que esto no siempre ocurre debido a la modelación de las pérdidas del enlace. Si bien la condición se manifestó en el nodo 09LBR-230, después de analizar el hallazgo se identificó que esta condición no es limitativa a este nodo, puesto que el resto de los enlaces internacionales se encuentran modelados de la misma manera (ver sección 4.5).

Gráfica 39. Exportaciones de energía en el MDA y nodo 09LBR-230, de 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Las pérdidas de energía en los enlaces internacionales son actualmente modeladas en un proceso de dos etapas:

1. En la primera etapa, el modelo asigna las ofertas de importación y exportación con base en su precio y los límites de transmisión del enlace, sin considerar las pérdidas técnicas que el flujo neto de potencia de la red de transmisión tendría. De tal forma, las cantidades de inyección y extracción son las mismas, es decir, no hay diferencia entre la generación y la carga.

2. En la segunda etapa, la herramienta computacional corrobora que la asignación y despacho de unidades cumpla con el balance entre generación y carga, y los flujos netos resultantes. No obstante, durante esta etapa las pérdidas técnicas sí se consideran en el balance de energía donde la generación es igual a la suma de carga y pérdidas de energía.

La segunda etapa permite que la herramienta detecte que las ofertas asignadas no satisfagan la ecuación de balance de energía y el flujo neto de potencia en el enlace internacional calculado en la primera etapa. Por lo tanto, el modelo asigna (en la segunda etapa) una oferta de importación para subsanar la diferencia en el balance de energía. La asignación de esta oferta de importación adicional termina siendo marginal y fija el precio en el nodo 09LBR-230. Es importante recordar que, durante la primera etapa del proceso, esta oferta de importación se encontraba fuera de mérito (y por lo tanto no había sido asignada).

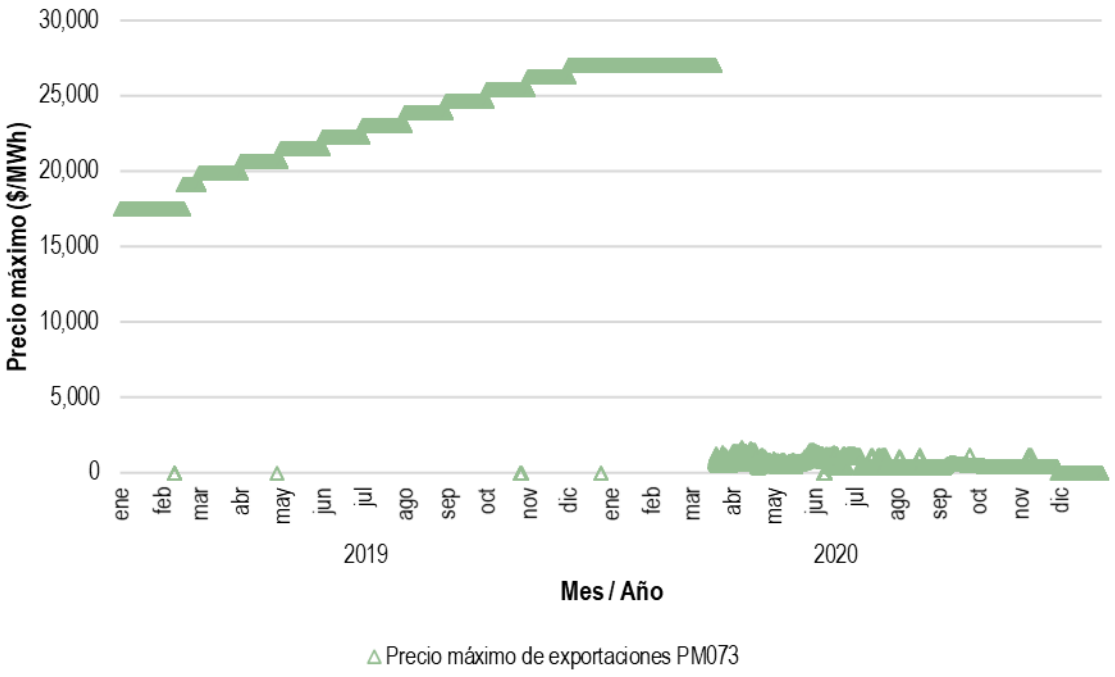
Lo anterior contraviene lo descrito en el Anexo 7 (Principios Básicos con Congestión) del Manual de Importaciones y Exportaciones:

> *El principio de precios marginales obtiene una dimensión adicional cuando un límite de transmisión se vuelve una restricción activa. En este caso, la cantidad de energía que se puede transmitir es menor a la cantidad que estaría ofertada y demandada en un solo precio de equilibrio. Para que la cantidad demandada se reduzca al límite de transmisión, se requiere establecer un precio más alto en el punto de retiro. Y para que la cantidad ofertada se reduzca al límite de transmisión, se requiere establecer un precio más bajo en el punto de inyección.*

Después de analizar este comportamiento, el CENACE atendió parcialmente esta condición. A partir de los escenarios del MDA del 11 de enero de 2020, se limitaron las ofertas que podían ser consideradas en la etapa dos, a fin de que sólo se evaluaran aquellas que se encontraran en mérito. Esta solución se considera parcial ya que, hasta diciembre de 2020, el PML del nodo 09LBR-230 no estaba definido por la oferta de exportación y sólo se resolvió la asignación fuera de mérito de la importación.

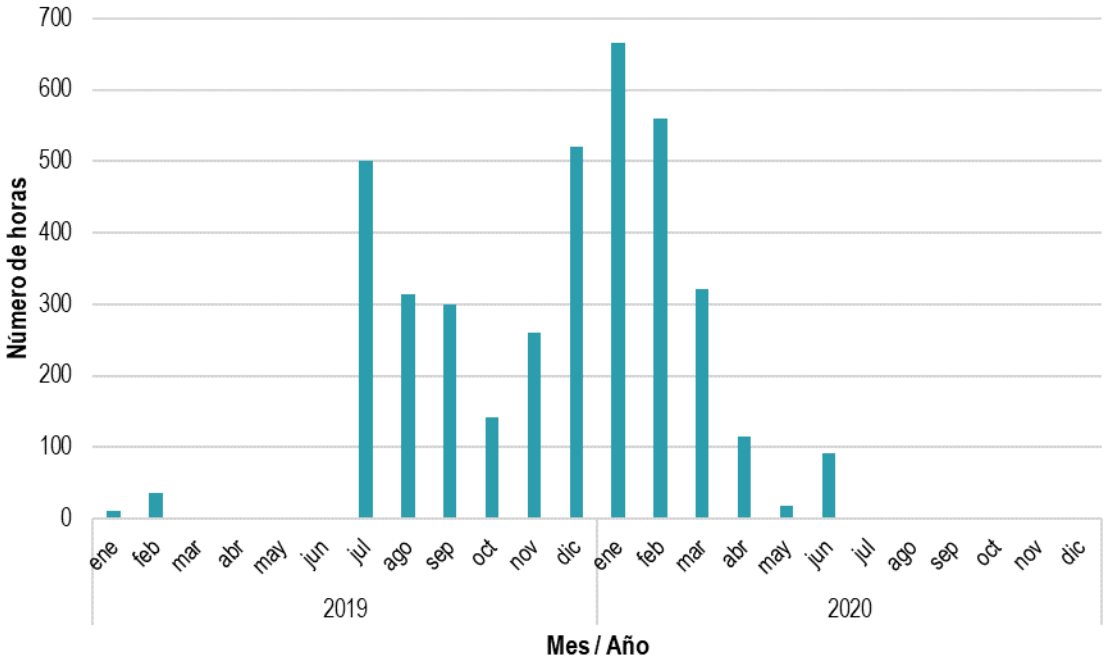
En marzo de 2020 el PM PM073 cambió su estrategia de compras de energía para exportación en el nodo 09LBR- 230 de hacer oferta máxima a precio tope (alrededor de los $27,000/MWh), a ofertas menores de $2,000/MWh (ver Gráfica 40). Este cambio coincide con la reducción de frecuencia de saturación del enlace ORI-Guatemala en agosto y septiembre, y la frecuencia (número de horas) con la que se asignaron Ofertas de importación de 1 MW (ver Gráfica 41).

Gráfica 40. Precio máximo de oferta de exportación en el nodo 09LBR-230 del PM PM073 en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 41. Frecuencia con la que se asignaron importaciones de energía de 1 MW en el MDA y nodo 09LBR-230, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Enlace ORI-NES

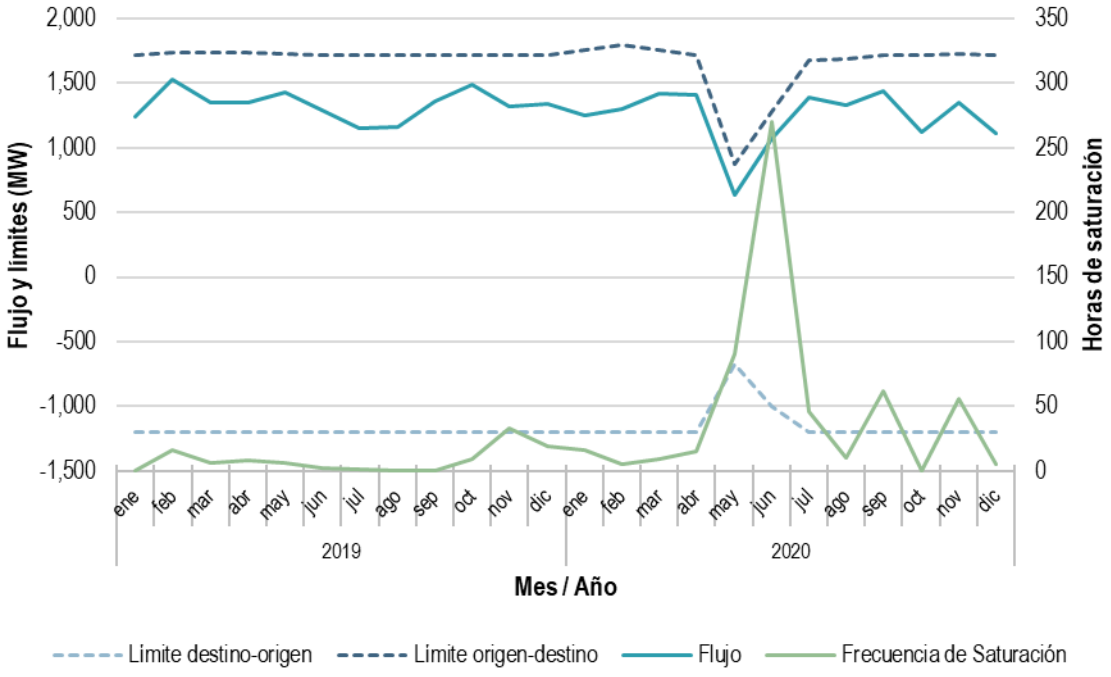
El enlace ORI–NES que interconecta las subestaciones Tamós y Poza Rica Dos, presentó variaciones en sus límites de transmisión entre 2019 y 2020. La reducción del límite del enlace ORI-NES se da después de la salida de los elementos de la RNT: TMO A3490 PRD y TMO A3790 PRD, ambos son líneas de transmisión de 400 kV y pertenecientes al enlace ORI-NES (22 de mayo). El enlace se mantuvo en servicio a través de la red de transmisión de 230 kV. La línea TMO A3490 PRD regresó a operación el 29 de mayo de 2020. Mientras que la línea PRD A3790 regresó a operación el 12 de junio de ese año.

La Gráfica 42 muestra la frecuencia de horas de saturación por mes de este enlace en 2019 y 2020 y el promedio horario por mes de los límites de transmisión y flujos de potencia observados. El alza de la frecuencia de saturación en mayo y junio de 2020 coincide con una reducción en el límite de transmisión.

Entre el 1 y 24 de mayo de 2020, el límite origen-destino[42] se mantuvo en 1,720 MW y se redujo hasta los 240 MW en los últimos días de mayo, tomando en cuenta las líneas de transmisión fuera de servicio. Durante las primeras dos semanas de junio aumentó a los 700 MW. A partir del 13 de junio los límites recuperaron sus valores entre los 1,600 MW y 1,720 MW, debido al regreso de las líneas de transmisión que se encontraban fuera de servicio (ver Gráfica 43).

La mayor frecuencia de saturación de este enlace fue en el periodo del 25 de mayo al 12 de junio de 2020, cuando se presentaron límites de transmisión menores a lo normalmente establecido para este enlace.

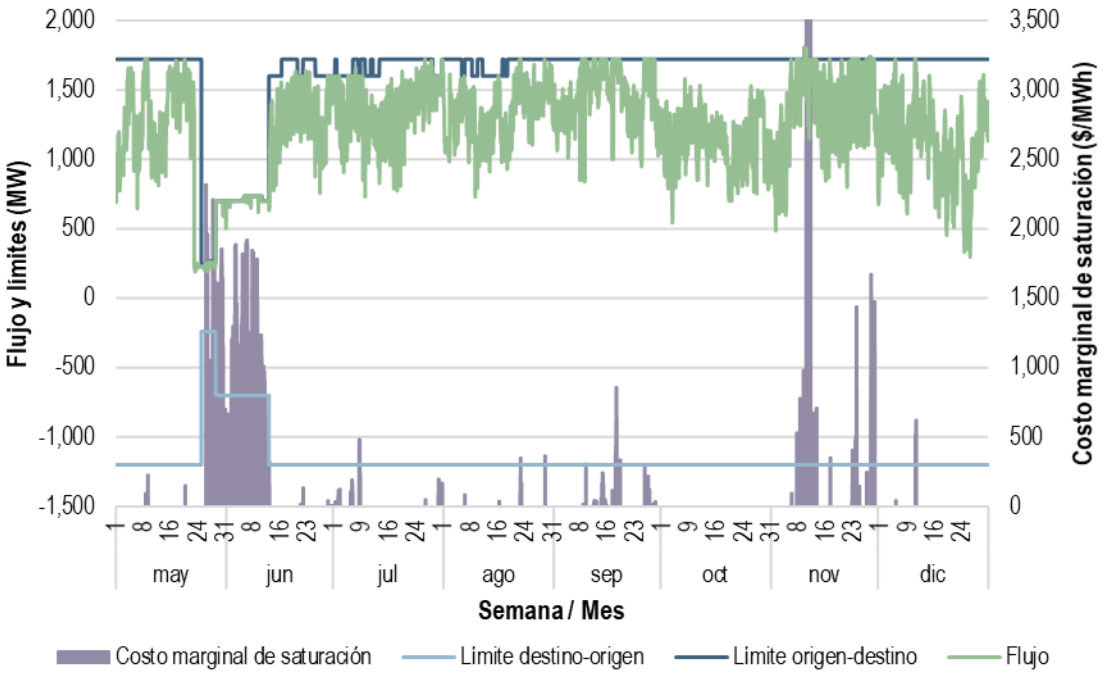
Gráfica 42. Flujo y límites de transmisión promedio horario por mes del enlace ORI-NES y su frecuencia de saturación mensual en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[42] Los límites de transmisión expresados con valores positivos refieren a la dirección origen-destino del flujo del enlace, y los valores negativos a la dirección destino-origen. Los puntos de referencia origen y destino (Nodos) se sujetan a la operación del enlace por parte del CENACE. Para el caso del enlace ORI-NES, un valor negativo corresponde al flujo desde la GCR NES hacia la GCR ORI.

Gráfica 43. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace ORI-NES en el MDA, mayo a diciembre de 2020

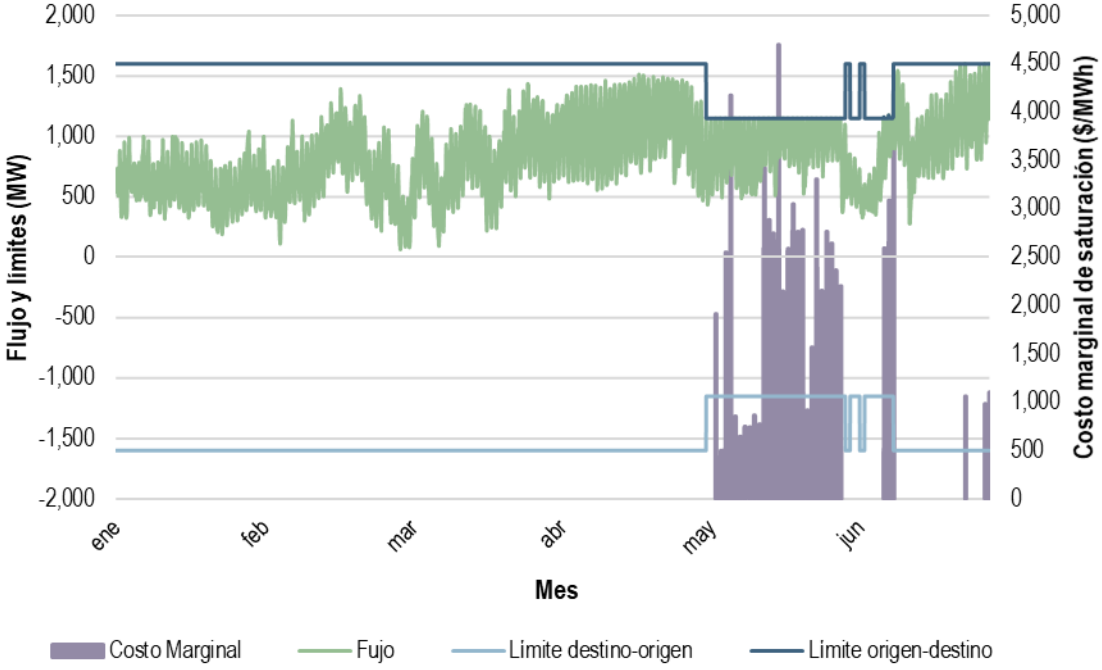


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Enlaces Malpaso A y Malpaso B

El enlace Malpaso B, también sufrió cambios en sus límites de transmisión, probablemente por la aplicación de los numerales Segundo y Tercero de las Acciones y estrategias del Anexo Único (Técnico) del Acuerdo de Confiabilidad. La Gráfica 44 muestra el flujo, límites de transmisión horarios y costos marginales correspondientes al enlace Malpaso -Tabasco de enero a junio de 2020. Se observa la reducción de los límites de transmisión en ambas direcciones (origen-destino y destino-origen) a partir del 2 de mayo (de 1,600 MW a 1,150 MW). Después de la reducción se presentaron 152 horas de saturación con costos marginales promedio de $1,334/MWh y máximo de $4,698/MWh.

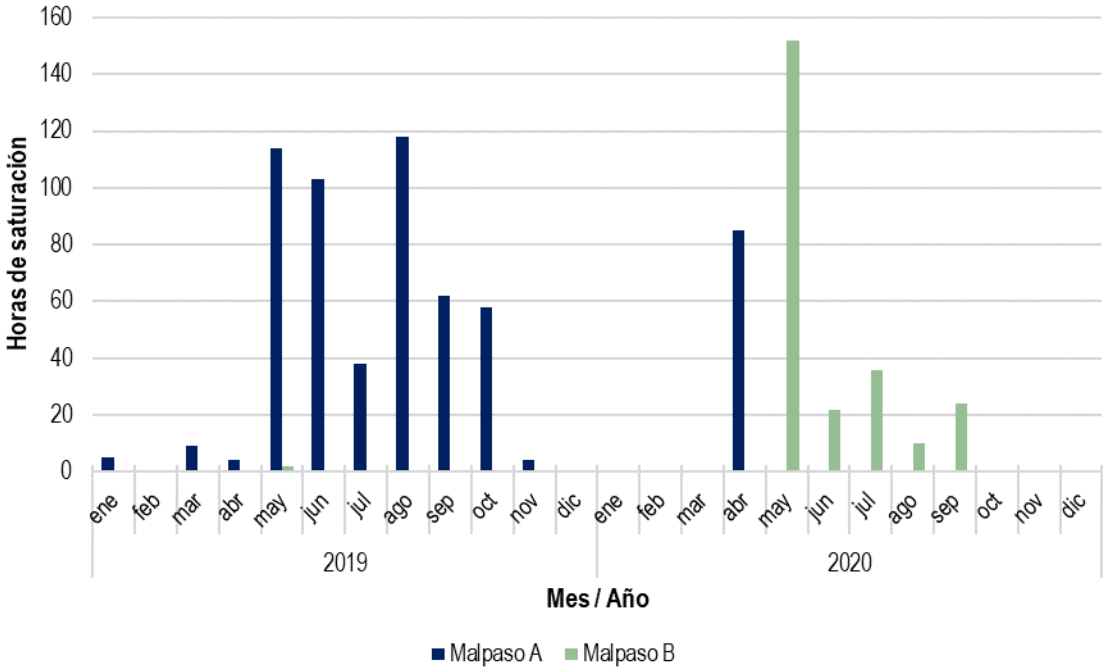
Gráfica 44. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Malpaso – Tabasco en el MDA, enero a junio de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Por otro lado, el límite de transmisión del enlace Malpaso A se dejó de observar como una restricción y sólo se aplicó el límite de transmisión del enlace Malpaso B a partir de mayo de 2020. Esto explica la reducción de frecuencia de saturación del enlace Malpaso A. La Gráfica 45 muestra la frecuencia de saturación medida en horas por mes de los enlaces Malpaso A y Malpaso B en 2019 y 2020 en el MDA. Cabe señalar que el enlace Malpaso B contiene las dos líneas de transmisión del enlace Malpaso A (ver Tabla 14).

Gráfica 45. Saturación mensual de los enlaces Malpaso A y Malpaso B en el MDA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 14. Elementos que conforman los enlaces Malpaso A y Malpaso B

Enlace	Clave del enlace	Elementos de la RNT[43]
Malpaso A	_0-16 MALPASODOS-TABASCO	02MMT A3U80 02TSP
		02MPD A3U90 02TSP
Malpaso B	_0-17 MALPASO-TABASCO	02MMT A3U80 02TSP
		02MPD A2020 02MPD
		02MPD A3U90 02TSP

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE

Enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD

El 20 de enero de 2020, las líneas de transmisión Manuel Moreno Torres-A3040-Juile (A3040) y Malpaso-A3140-Juile (A3140), quedaron fuera de servicio por la caída de las torres de transmisión 396 y 397. Esto limitó la capacidad de trasmisión entre la zona oriente y sureste de la GCR ORI. A partir del evento, se definió el límite de transmisión del enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD para observar y controlar el flujo de potencia hacia la zona sureste de la GCR ORI (ver Ilustración 4).

El enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD se compone de cinco líneas de transmisión en 400 kV, incluidas las dos líneas que estuvieron fuera de servicio desde el 20 de enero y una que salió de servicio el 16 de marzo (Manuel Moreno Torres-A3T90-Juile). La Tabla 15 muestra el estado de las líneas de transmisión que motivaron a la definición del límite de transmisión.

[43] La nomenclatura empleada para los elementos de la RNT se conforma de la siguiente forma: i) los primeros y últimos cinco caracteres alfanuméricos definen la estación: los dos dígitos corresponden a la GCR y las tres letras es la nomenclatura de la estación; ii) los siguientes cinco caracteres definen el equipo de una instalación determinada en el siguiente orden: tensión de operación, tipo de equipo, número y letra asignado al equipo, y tipo de dispositivo. Lo anterior, de conformidad con el Código de Red.

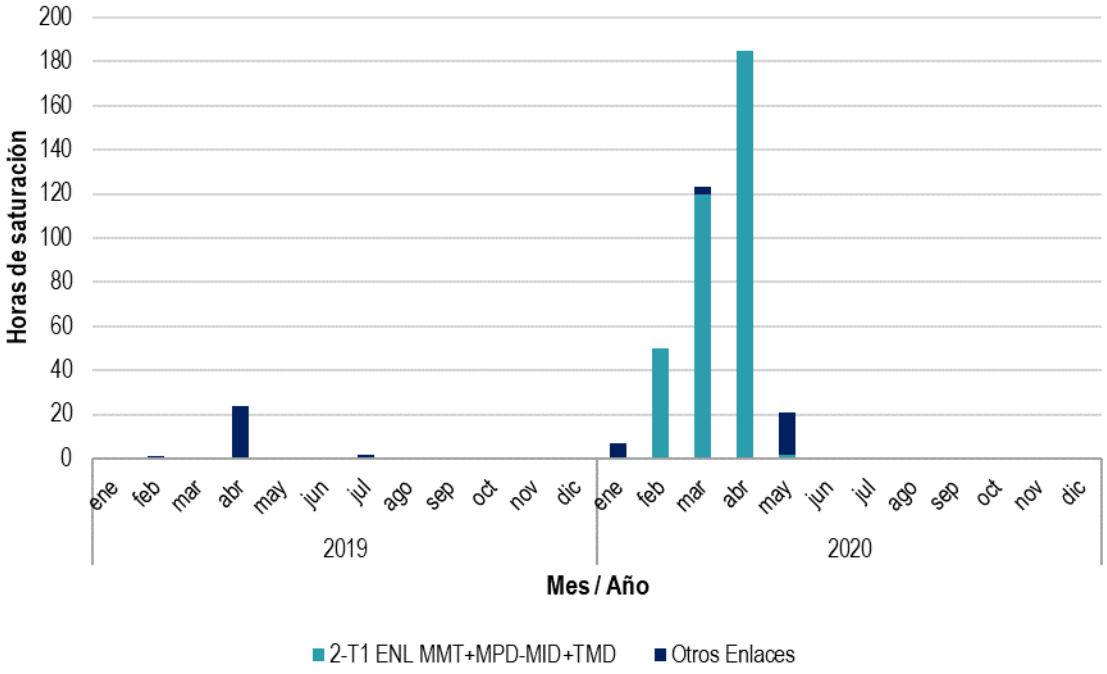
El enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD se observó entre febrero y abril de 2020. No obstante, se identificaron otros 34 enlaces que se definieron y utilizaron en el MDA a lo largo de 2019 y el primer semestre de 2020 con los mismos elementos de la RNT que el enlace mencionado. Durante el tiempo en que el enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD estuvo activo, se saturó con regular frecuencia, llegando a un máximo mensual de 185 horas durante abril 2020 (ver Gráfica 46).

Tabla 15. Estatus operativo de las líneas de transmisión afectadas por la caída de las torres de transmisión

Línea de transmisión	Nodo origen	Nodo destino	Salida de servicio
A3260	CHM-400A	TMD-400A	En servicio
A3360	MID-400A	TMD-400A	En servicio
A3T90	JUI-400AA	MMT-400AB	A partir de 16 marzo
A3040	JUI-400AA	MMT-400AB	A partir de 20 enero
A3140	JUI-400AA	MPD-400AA	A partir de 20 enero

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 46. Saturación mensual del enlace 2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD y otros con aplicación temporal, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Enlaces Ixtepec – Juile y Juchitán Dos – Juile

A partir de mayo de 2020 se definieron y entraron en operación las restricciones en los enlaces o restricciones de transmisión, Ixtepec Potencia – Juile (2-12 ENL IPO-JUI), Juchitán Dos – Juile (2-9 ENL JUD-JUI) y Matías Romero

Potencia – Juile (2-9 ENL MSP-JUI).[44] La ubicación geográfica de estos enlaces se esquematiza en la Ilustración 7, mientras que los elementos que componen a estos enlaces se encuentran en la Tabla 16.

El enlace 2-12 ENL IPO-JUI contiene líneas de transmisión de 400 kV e interconecta, principalmente, la generación eólica de la región del Istmo de Tehuantepec hacia el resto del SIN. Este enlace o restricción de transmisión ha estado activo desde su entrada en operación en mayo de 2020 (se ha utilizado en el modelo del MDA y durante la operación en Tiempo Real). Aunque tuvo 63 horas de saturación (del 4 al 21 de mayo), aumentó su límite de transmisión el 21 de mayo, lo que ha reducido la frecuencia de saturación de este enlace (ver Gráfica 47). La saturación de este enlace implica menor capacidad de transmisión de energía eólica desde el Istmo de Tehuantepec hacia el resto del SIN, por lo que se esperaría un aumento en los costos de generación de energía eléctrica del SIN y aumento en los PML de otras regiones del SIN (como es el caso de las GCR CEN y PEN).

Los enlaces 2-9 ENL JUD-JUI y 2-9 ENL MSP-JUI observan el flujo de potencia de la RNT dentro de la región del Istmo de Tehuantepec, y contienen elementos en 230 kV. El enlace 2-9 ENL JUD-JUI, estuvo activo entre el 7 y 20 de mayo de 2020, mientras que el enlace 2-9 ENL MSP-JUI estuvo activo desde el 29 de mayo y hasta el 31 de diciembre 2020. Ninguno de estos enlaces se saturó durante el periodo en que estuvieron activos (ver Gráfica 48 y Gráfica 49) en el MDA.

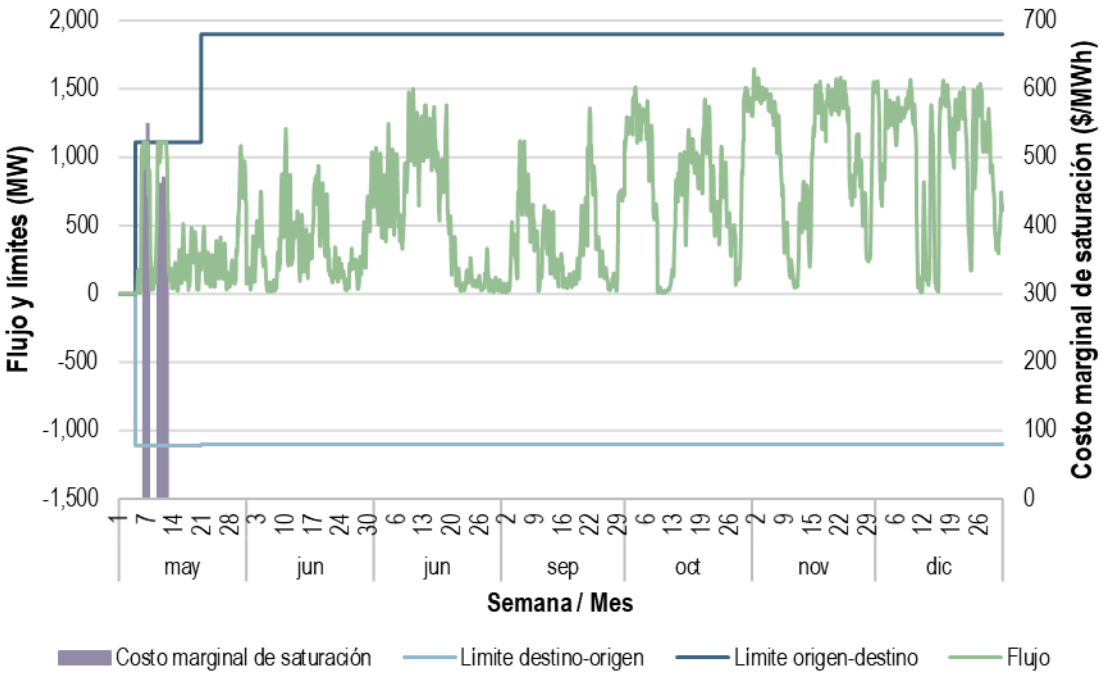
Tabla 16. Elementos que conforman los enlaces Ixtepec–Juile, Juchitán Dos–Juile y Matías Romero - Juile

Enlace	Clave del enlace	Elemento de la RNT
Ixtepec – Juile	2-12 ENL IPO-JUI	02IPO A3V30 02JUI
		02IPO A3V40 02JUI
Juchitán Dos - Juile	2-9 ENL JUD-JUI	02JUD 93000 02JUI
		02JUD 93010 02MSP
		02JUD 93960 02MSP
Matías Romero - Juile	2-9 ENL MSP-JUI	02JUD 93000 02JUI
		02JUD 93010 02MSP
		02JUD 93960 02MSP
		02MSP 93020 02JUI
		02MSP 93950 02JUI

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

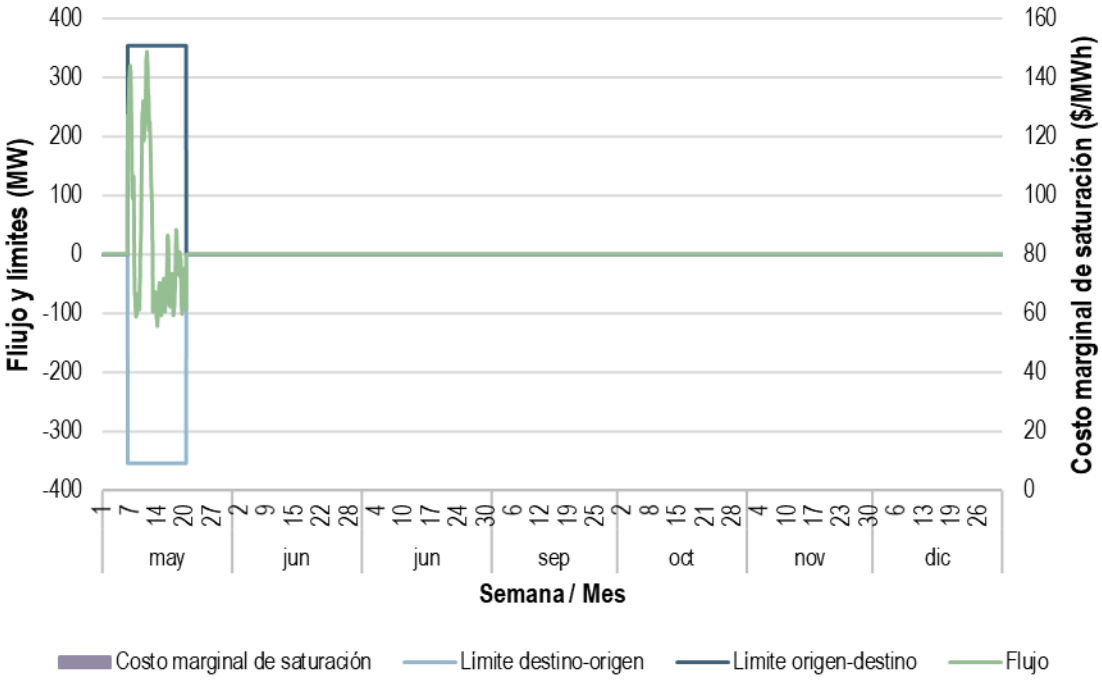
[44] Los enlaces 2-9 ENL JUD-JUI, y 2-9 ENL MSP-JUI tienen aproximadamente la misma localización geográfica, por lo que en el mapa solo uno de ellos es señalado.

Gráfica 47. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Ixtepec – Juile en el MDA, mayo a diciembre de 2020



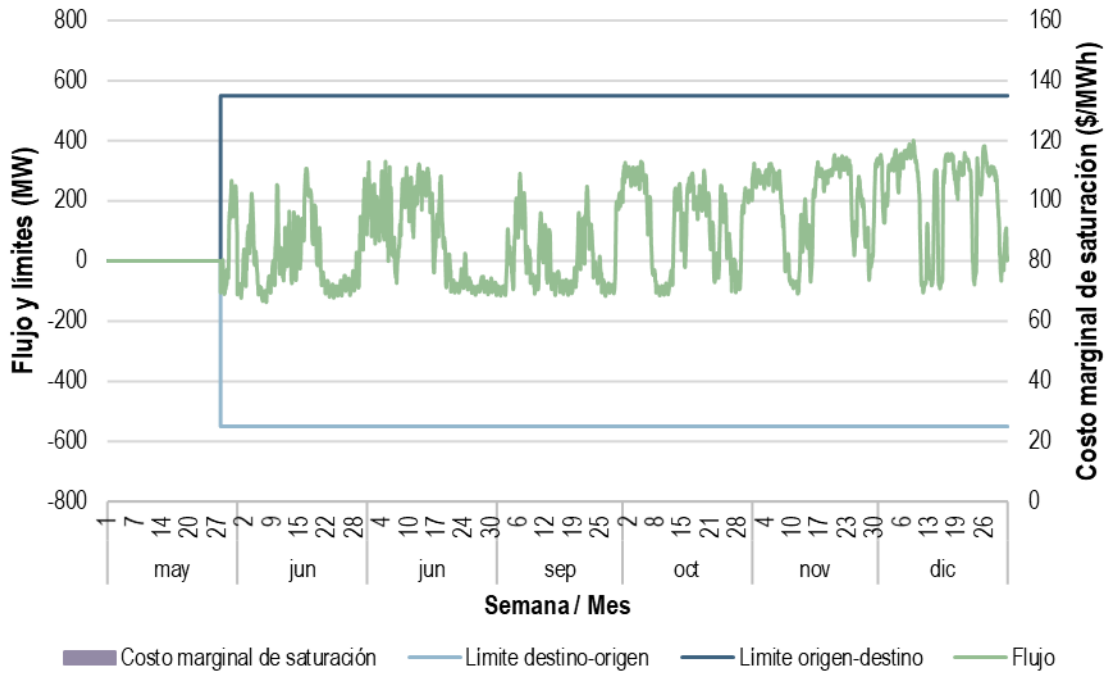
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 48. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Juchitán Dos – Juile en el MDA, mayo a diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 49. Límites de transmisión, flujo y costo marginal de saturación del enlace Matías Romero - Juile en el MDA, mayo a diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

Los enlaces y sus límites de transmisión se definen con el objetivo de garantizar la operación segura y confiable del SEN. Las justificaciones técnicas para determinar los enlaces y límites de transmisión son los límites térmicos de los equipos, los problemas con el control de voltaje y los problemas de estabilidad (ver sección 2.1.2.2).

La Tabla 17 presenta la justificación técnica por la cual se establecen los enlaces y sus respectivos límites de transmisión de la GCR ORI y GCR PEN analizados en esta sección (enlaces con los mayores cambios en su frecuencia de saturación de la GCR ORI y enlaces más críticos en la GCR PEN).

Tabla 17. Justificación técnica de los enlaces en las GCR ORI y PEN y sus límites de transmisión

Enlace	Acrónimo	Justificación para la definición del enlace	Causa por la cual se establece el límite de transmisión
_0-19 ENL THP-LBR	ORI - Guatemala	Bajo voltaje	Bajo Voltaje en ZC Tapachula
_0-6 ENL PRD	ORI-NES	Bajo voltaje	Bajo Voltaje en ZC Poza Rica o Huasteca
_0-16 MALPASODOS-TABASCO	Malpaso A	Bajo voltaje Límite térmico	Bajo Voltaje en ZC Tabasco; o Sobrecarga del 20 % en banco de transformación de 400kV a 230 kV
_0-17 MALPASODOS-TABASCO	Malpaso B	Límite térmico	Sobrecarga del 20 % en banco de transformación de 400kV a 230 kV
2-T1 ENL MMT+MPD-MID+TMD	Malpaso - Minatitlán	Caída de torres de transmisión	Caída de torres de transmisión
2-12 ENL IPO-JUI	Ixtepec - Juile	Límite térmico	Límite térmico en línea de transmisión de 400 kV
2-9 ENL JUD-JUI	Juchitán - Juile	Límite térmico	Límite térmico en línea de transmisión de 230 kV

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CONCLUSIONES

Durante el 2020 hubo cambios significativos en la saturación, flujo y definición de enlaces de transmisión de la GCR ORI, así como en el enlace interno de la GCR PEN. El descenso de la demanda y posible aplicación de las Acciones y estrategias del Acuerdo de Confiabilidad, la caída de las torres de transmisión, y la incorporación de ofertas de un exportador CIL con el Sistema Eléctrico Vecino de Guatemala, fueron los principales factores que motivaron estos cambios.

La GCR ORI es netamente exportadora de energía eléctrica, principalmente hacia las GCR CEN y PEN, y el sistema eléctrico vecino de Guatemala. Esto significa que los impactos mayores derivados de la limitación de generación eléctrica o la transmisión en esta GCR tiene como efecto una menor capacidad para exportar energía eléctrica al resto del SIN, lo que implicaría mayores PML y un costo total de producción del SIN más elevado.

En cambio, la GCR PEN es una región importadora de energía de la GCR ORI y la transmisión entre estas regiones se limita por un enlace interno de la GCR PEN. En 2020, también disminuyó la frecuencia de saturación de este enlace, debido a la caída de la demanda y a una mayor disponibilidad de generación de energía en la GCR PEN, en comparación con lo observado en 2019.

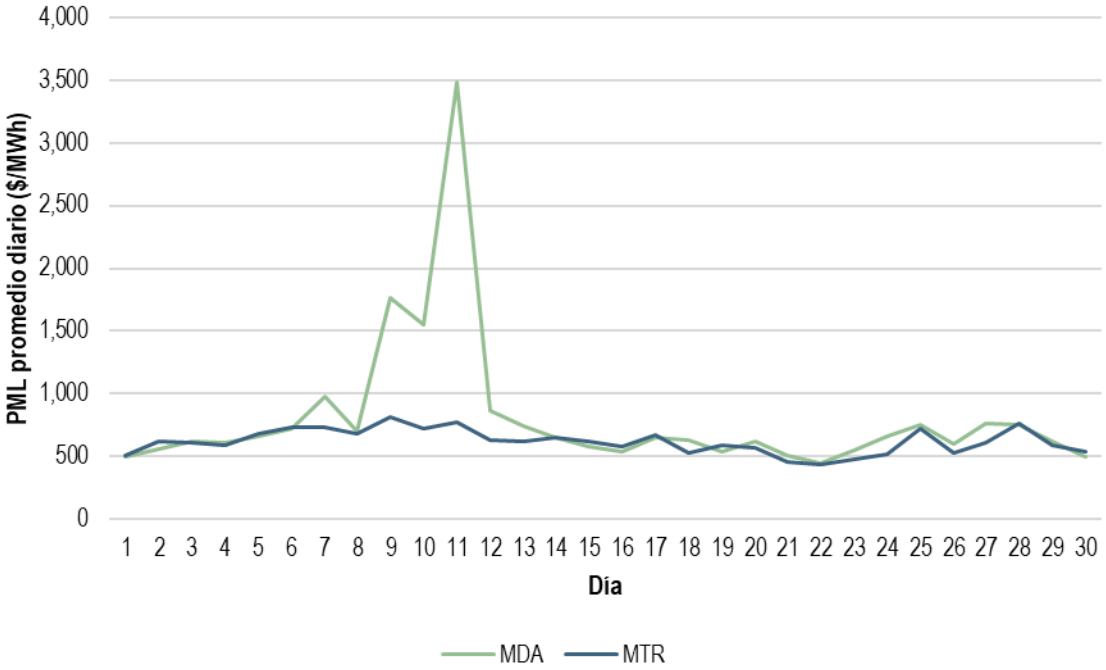
RECOMENDACIÓN

- Se observaron cambios importantes en la frecuencia de saturación de los enlaces de transmisión de la GCR ORI. En el caso de los enlaces ORI-NES y Malpaso B, se debió a la reducción en sus límites de transmisión, o la definición de nuevos enlaces de transmisión, como el enlace Ixtepec–Juile. La decisión de modificar estos límites de transmisión o definir nuevos enlaces puede provocar un alza en los PML y en los costos de producción de energía eléctrica en el SIN. Se recomienda que la CRE solicite al CENACE los estudios eléctricos donde se justifiquen los cambios en la definición de enlaces de transmisión de la GCR ORI, de conformidad con los criterios de Confiabilidad que se establecen en el Código de Red. Lo anterior, con la finalidad de contar con la información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la actuación del CENACE, de conformidad con los numerales 2.3.2 y 2.3.3 del Manual de Vigilancia del Mercado.

2.1.2.4 RESTRICCIONES DE GENERACIÓN RN E HI DEL 9 AL 11 DE NOVIEMBRE

Entre el 9 y 11 de noviembre se presentaron los PML más altos en el MDA del SIN de 2020. El PML promedio anual fue $594.7/MWh, el de noviembre fue $804.7/MWh y para los días 9, 10 y 11 de ese mes los PML promedio diarios fueron $1,765.4/MWh, $1,554.6/MWh y $3,478.3/MWh, respectivamente. En el MTR no se observaron PML promedio altos (ver Gráfica 50).

Gráfica 50. PML promedio diario en el SIN, noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los precios altos del MDA registrados entre el 9 y 11 de noviembre de 2020 evidenciaron condiciones atípicas en el sistema. Las determinaciones del CENACE que contribuyeron a la formación de estos precios fueron[45]: i) alta capacidad de generación indisponible por mantenimiento de UCE; ii) restricciones a la generación con Oferta de Venta RN derivada de dos licencias de transmisión en el noroeste del SIN (es decir, el despacho de las UCE con Oferta de Venta RN fue menor que el pronóstico presentado por los PM en su Oferta de Venta en el MDA), y iii) restricciones a la generación HI ubicada en la cuenca del río Grijalva debido a los fenómenos meteorológicos (huracanes Eta e Iota) observados en el sureste del país.

El objetivo de la sección es exponer la serie de determinaciones del CENACE que contribuyeron a la formación de precios del 9 al 11 de noviembre y cuantificar su impacto, con el fin de detectar áreas de oportunidad en beneficio del desempeño y eficiencia del MEM. Con base en lo anterior, se presentan los análisis de cada una de las determinaciones y se exponen los resultados de dos simulaciones que se realizaron en el software que ejecuta el modelo AU-MDA asumiendo criterios con base en las Ofertas de Venta RN de los PM y la generación HI observada en Tiempo Real.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN INDISPONIBLE

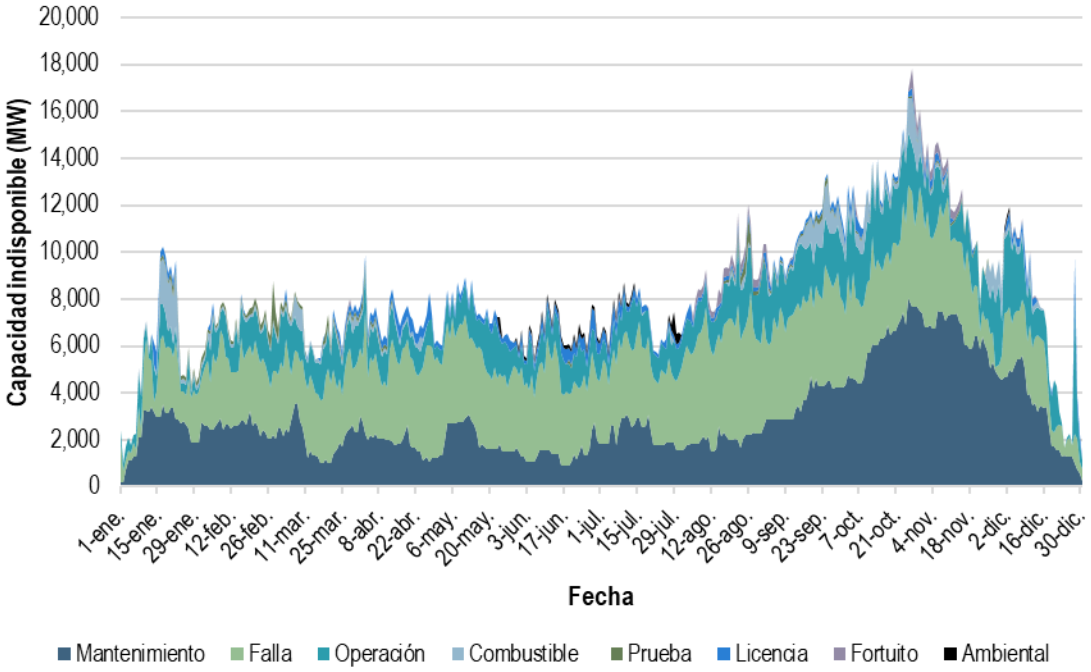
El primer factor que contribuyó a los PML altos fue la falta de capacidad de generación disponible debido a los mantenimientos programados. En la época de demanda baja[46] se lleva a cabo un mayor número de mantenimientos con la finalidad de minimizar los impactos en la Confiabilidad del sistema en temporada de demanda alta. En la Gráfica 51 se observa un aumento en la capacidad indisponible en todas las Ofertas de Venta en el último trimestre de 2020,

[45] El alcance de esta sección se limita a exponer el efecto de las determinaciones del CENACE en los precios resultantes del 9 al 11 de noviembre, por lo que el resto de las variables que explican dichos precios no son expuestas.

[46] El CENACE define la temporada de demanda baja como aquella que comprende del 1 de enero al 14 de abril y del 16 de septiembre al 31 de diciembre.

debido a los mantenimientos programados y previamente autorizados por el CENACE (en promedio, entre el 9 y 11 de noviembre estuvo indisponible 7,241.3 MW por mantenimientos).

Gráfica 51. Capacidad indisponible en el SIN, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en el Reporte Comparativo Predespacho – Operación Real del CENACE.

El promedio de la energía indisponible en el SIN durante noviembre de 2020, reflejado en las Ofertas de Venta de energía TE, fue de 34.9 % en el MDA y de 35.0 % en el MTR. Por lo que, incluso ante un escenario de baja demanda, el incremento de capacidad indisponible estresó la operación del MEM, puesto que se contaba con menores recursos para afrontar cualquier eventualidad y, por lo tanto, se reflejó en mayores PML.

RESTRICCIONES DE GENERACIÓN RN POR SATURACIÓN DE LA RNT

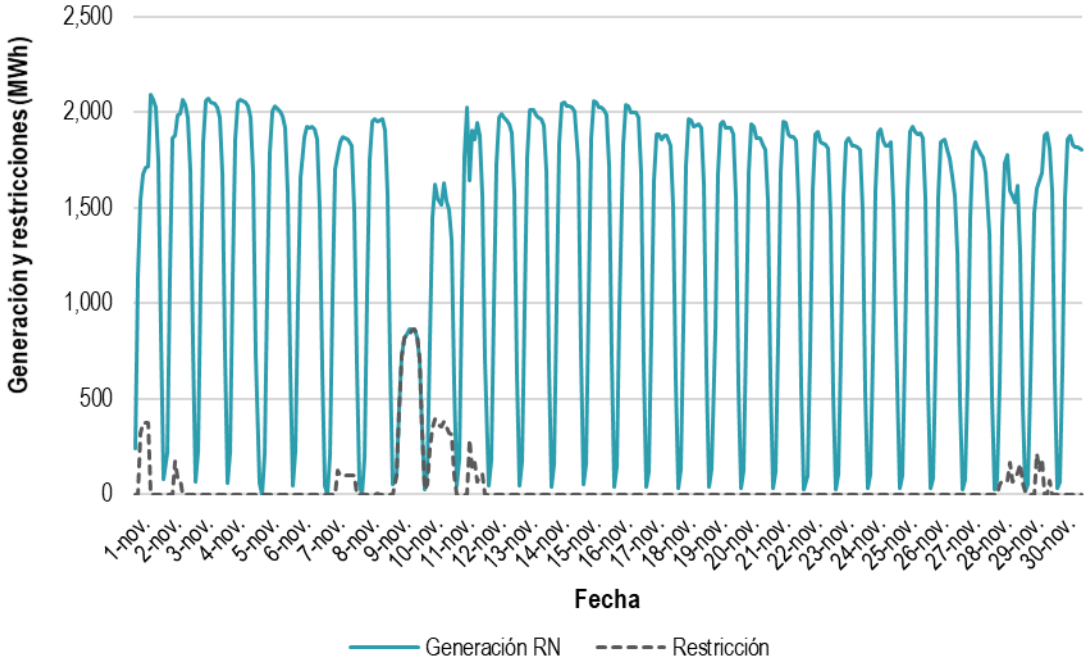
Otro factor adicional a la capacidad indisponible que abonó a la ocurrencia de los PML altos en el MDA del SIN del 9 al 11 de noviembre, fue la restricción a la generación de energía renovable por parte del CENACE, debido a la saturación de la RNT principalmente por dos licencias de transmisión modeladas durante noviembre en las GCR NOR y OCC.

Las restricciones a las UCE con Oferta de Venta RN se definen como el monto por el que la solución de potencia es menor que el pronóstico presentado por los PM en sus Ofertas de Venta en el MDA. Las restricciones se realizaron en el proceso de ejecución del AU-MDA, mediante el ajuste manual al pronóstico individual de las UCE presentado por los PM, a pesar de mantenerse los valores en la Oferta de Venta de energía.

Entre el 9 y el 11 de noviembre ocurrieron el 74 % de las restricciones del mes en las GCR NOR y NTE (equivalentes a 13,243 MWh), las cuales fueron ejecutadas por el Operador como consecuencia de las licencias de transmisión activas en la GCR NOR.

La Gráfica 52 muestra la generación RN y las restricciones de esta generación en las GCR NOR y NTE en noviembre de 2020, las cuales acumularon 15.5 GWh en 61 horas de operación (263 MWh por hora), y tuvieron un máximo de 866 MWh en la hora 15 del 9 de noviembre.

Gráfica 52. Generación y restricciones de RN en el MDA de las GCR NOR y NTE, noviembre de 2020



Nota: La generación y restricciones corresponden a las horas entre 8 y 19, toda vez que en el resto de las horas del día no se presentaron pronósticos mayores que 0 MWh por tratarse de generación FV.
Fuente: Elaboración propia con base en CENACE.

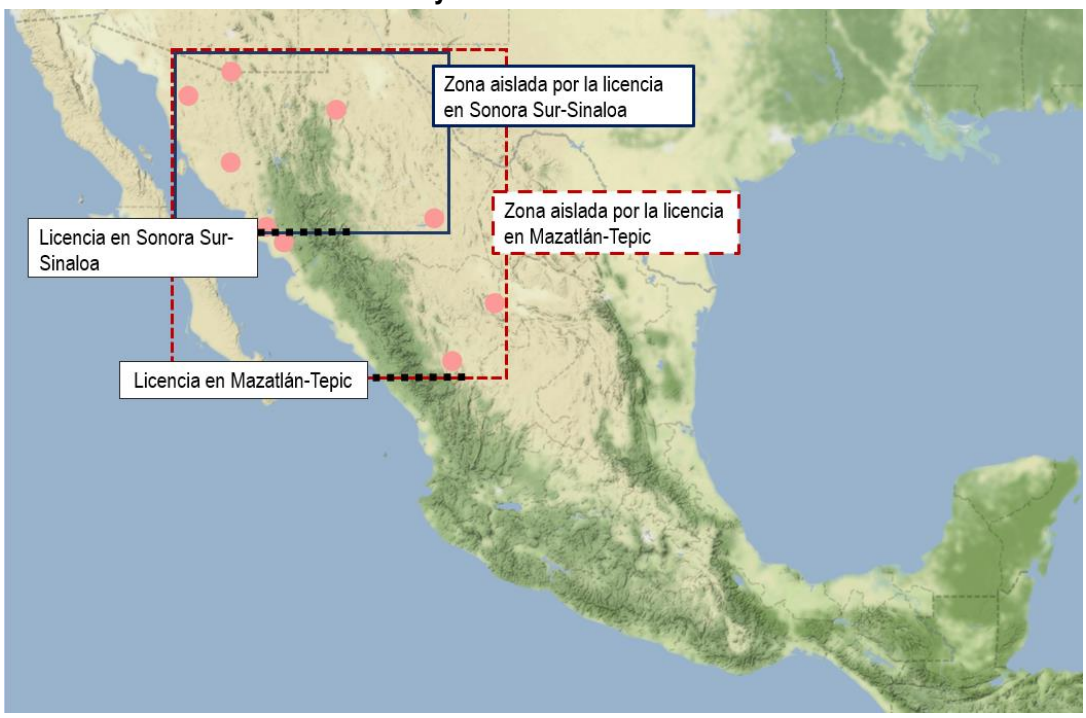
Licencias de transmisión

En noviembre de 2020, se presentaron dos licencias de transmisión en las GCR NOR y OCC que provocaron restricciones al flujo de energía de norte a sur en el SIN y, por lo tanto, se disminuyó la generación del noroeste del país para no exceder los límites de transmisión de los enlaces[47]. La Ilustración 8 muestra las dos licencias de transmisión, así como las regiones que cada una de las dos licencias de transmisión aislaron económicamente del resto del SIN. La licencia de transmisión llamada Mazatlán-Tepic estuvo compuesta por dos líneas de transmisión de 400kV de Mazatlán Dos -Tepic Dos (GCR NOR – GCR OCC). La licencia Sonora Sur-Sinaloa (GCR NOR) se conformó por cinco líneas de transmisión (dos líneas en Bácum-Choacahui, una en El Mayo-Los Mochis Dos, una en Novillo-Carrizo, y una de Pueblo Nuevo-Los Mochis Dos).

Cuando la licencia Mazatlán-Tepic estuvo saturada, la totalidad de las GCR NOR y NTE quedaron económicamente aisladas del SIN. Cuando la licencia Sonora Sur-Sinaloa estuvo saturada, sólo las ZC de la región más al noroeste del SIN quedaron aislados del resto del sistema.

[47] Si bien en el mes de Noviembre se presentaron diversas licencias de transmisión, las únicas relacionadas a la restricción de generación RN fueron las presentadas en esta sección.

Ilustración 8. Mapa de ubicación de las licencias de transmisión y ZC con restricciones a la generación RN entre el 9 y el 11 de noviembre de 2020

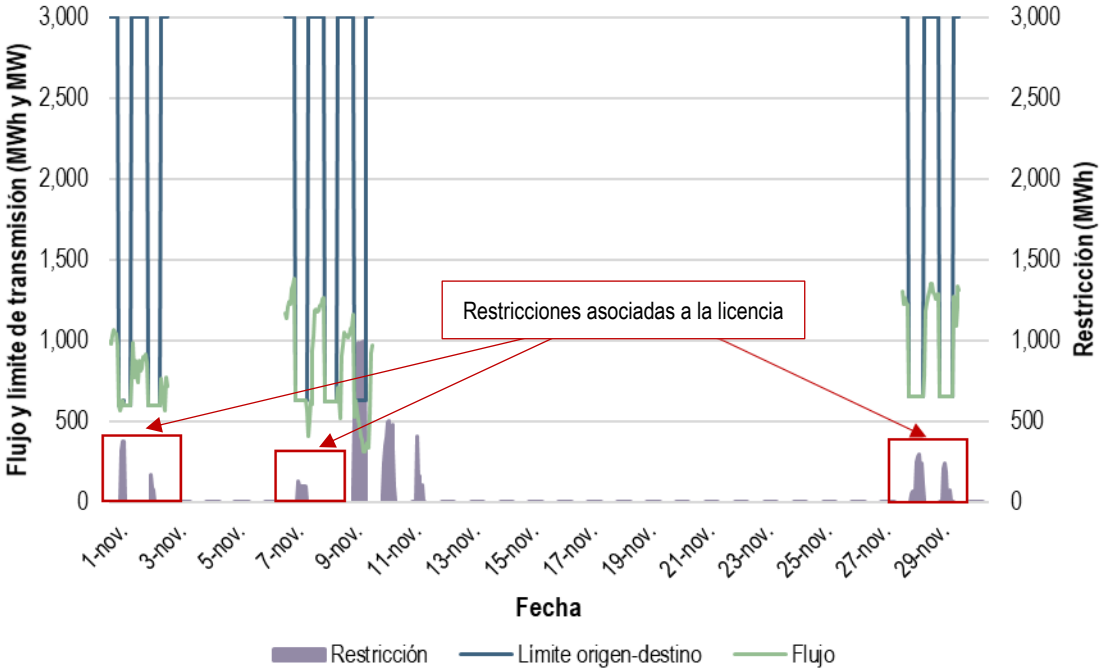


Nota: Los puntos rosas corresponden a las ZC donde se observaron restricciones a la generación RN.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Restricción a la generación RN

La Gráfica 53 muestra el promedio horario del flujo correspondiente a la licencia de transmisión Mazatlán-Tepic y las restricciones a RN con respecto del pronóstico. La licencia estuvo modelada durante el 1, 2, 7, 8, 9, 27 y 28 de noviembre con límites de transmisión relevantes (entre 620 MW y 650 MW) entre las horas 8 y 19 de cada día. Esta licencia no estuvo modelada el 10 y 11 de noviembre (días en que también se presentaron PML altos).

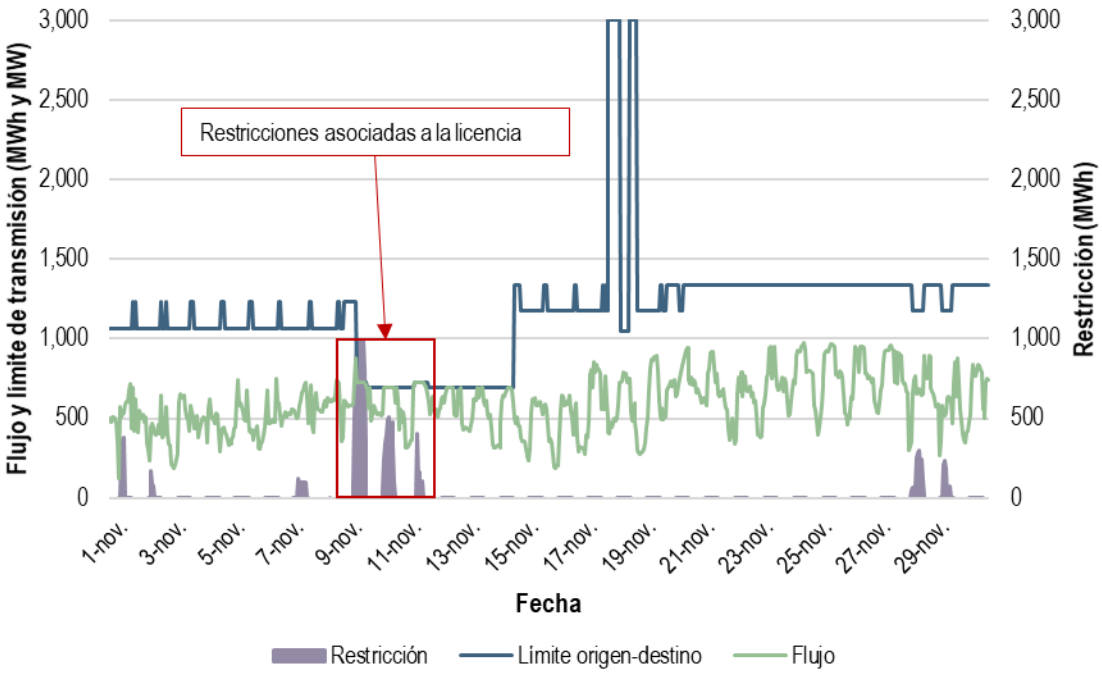
Gráfica 53. Flujo y límites de transmisión de la licencia Mazatlán-Tepic en el MDA, noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 54 muestra el promedio horario del flujo y límite de transmisión del enlace Sonora Sur-Sinaloa durante noviembre de 2020 en el MDA. La reducción en el límite de transmisión corresponde al alta de dos licencias de transmisión modeladas entre el 9 y 14 de noviembre, con límites entre 690 MW y 724 MW durante las 24 horas del día, y el 18 de noviembre (con un límite de 1,050 MW entre las horas 11 y 17). El 9 de noviembre, fue el día con mayores restricciones a la generación RN.

Gráfica 54. Flujo y límites de transmisión de la licencia en Sonora Sur- Sinaloa en el MDA, noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Entre el 9 y el 11 de noviembre, la licencia en Sonora Sur-Sinaloa mostró horas de congestión mientras que la licencia en Mazatlán-Tepic no se saturó. Durante las horas de saturación del enlace en Sonora Sur- Sinaloa, esta licencia tuvo costos marginales promedio de $2,391/MWh en 7 horas del 9 de noviembre, $1,748/MWh en 11 horas del 10 de noviembre y $6,354/MWh en 10 horas del 11 de noviembre.

Restricciones independientes a la sensibilidad de los NodosP

Las restricciones de las UCE no fueron óptimas, puesto que el ajuste se realizó de forma manual y no mediante el modelo AU-MDA. Por lo tanto, no se tomó en cuenta el factor de sensibilidad de los nodos a los que se encontraban interconectadas las UCE con Oferta de Venta RN del enlace Sonora Sur-Sinaloa, además de que no se disminuyó la generación con Oferta de Venta TE.

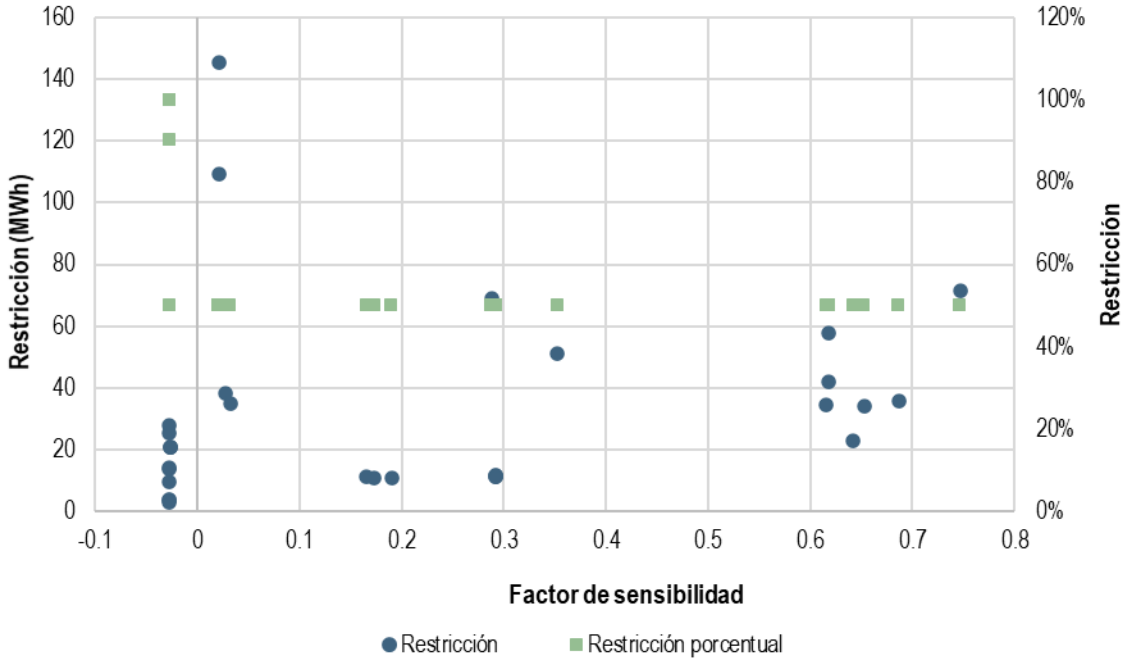
El factor de sensibilidad es una expresión numérica que mide el cambio o afectación en el flujo de un enlace ante una variación unitaria de uno de los parámetros del sistema, por ejemplo, por un incremento de 1 MWh en la generación conectada a un nodo. Los factores de sensibilidad ayudan a determinar qué tipo de UCE deben ser restringidas para disminuir la congestión del enlace. Por lo tanto, si se requiere disminuir el flujo del enlace, es conveniente restringir la generación de las UCE con un mayor factor de sensibilidad debido a que va a disminuir con mayor magnitud el flujo de energía por el enlace (tomando en cuenta que toda la energía es RN con costo variable de cero).

La Gráfica 55 relaciona la restricción que sufrió cada UCE RN con su factor de sensibilidad respecto del enlace Sonora Sur-Sinaloa para la hora 15 del 9 de noviembre de 2020. Cada UCE está representada por un punto azul (que señala el monto de la restricción en MWh) y un punto verde (que señala el porcentaje de la restricción respecto de su pronóstico).

A pesar de que las restricciones a las RN debieron ser efectuadas en función del factor de sensibilidad, todas las restricciones fueron aproximadamente del 50 %. Tampoco se observa una relación entre el factor de sensibilidad y las restricciones en términos absolutos.

Se debe destacar que incluso hubo restricciones en tres UCE cuyo factor de sensibilidad fue negativo, por lo que dichas restricciones incrementaron el flujo en la licencia de transmisión. Lo anterior evidencia que las restricciones de las UCE no se optimizaron conforme al modelo AU-MDA.

Gráfica 55. Restricciones a la generación de UCE RN en el MDA, según su factor de sensibilidad respecto a la licencia en Sonora Sur- Sinaloa, a la hora 15 del 9 de noviembre de 2020



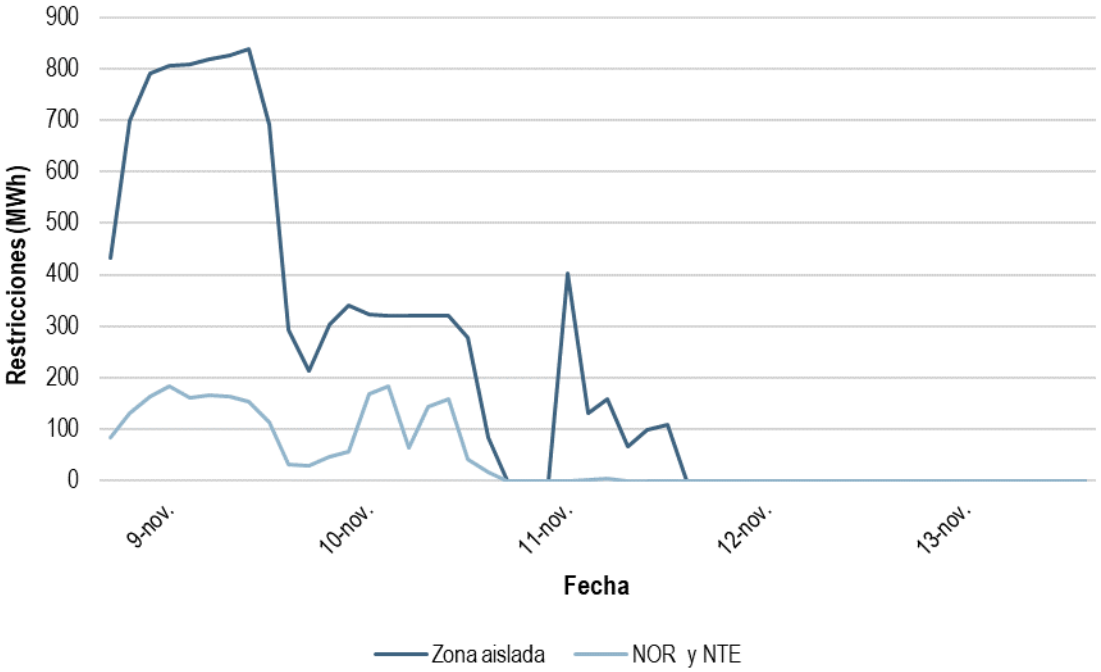
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Las UCE representadas con puntos con un factor de sensibilidad positivo en la Gráfica 55 están dentro de la zona aislada por la licencia en Sonora Sur -Sinaloa, mientras que las UCE con un factor de sensibilidad negativo se encuentran fuera de la zona aislada por esta licencia, pero dentro de la zona demarcada por la licencia Mazatlán - Tepic (ver Ilustración 8).

La Gráfica 56 muestra que las restricciones a la generación RN en UCE conectadas a otros NodosP de las GCR NOR y NTE fueron mayores que 0 MWh durante todas las horas en que hubo restricciones a la generación del 9 y 10 de noviembre. Como se mencionó, la restricción de generación en UCE con factores de sensibilidad negativos (línea azul claro) tiene un efecto contrario al deseado, ya que contribuyó a la saturación del enlace en lugar de disminuir su flujo.

En promedio, hubo restricciones fuera de la zona aislada por la licencia Sonora Sur - Sinaloa de 113 MWh entre el 9 y 10 de noviembre, y alcanzaron un máximo de 184 MWh en la hora 13 del 9 de noviembre.

Gráfica 56. Restricciones a la generación RN en el MDA, del 9 al 13 de noviembre de 2020



Nota: Las restricciones corresponden a las horas entre 8 y 19, toda vez que en el resto de las horas del día no se presentaron pronósticos mayores que 0 MWh por tratarse de generación FV.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

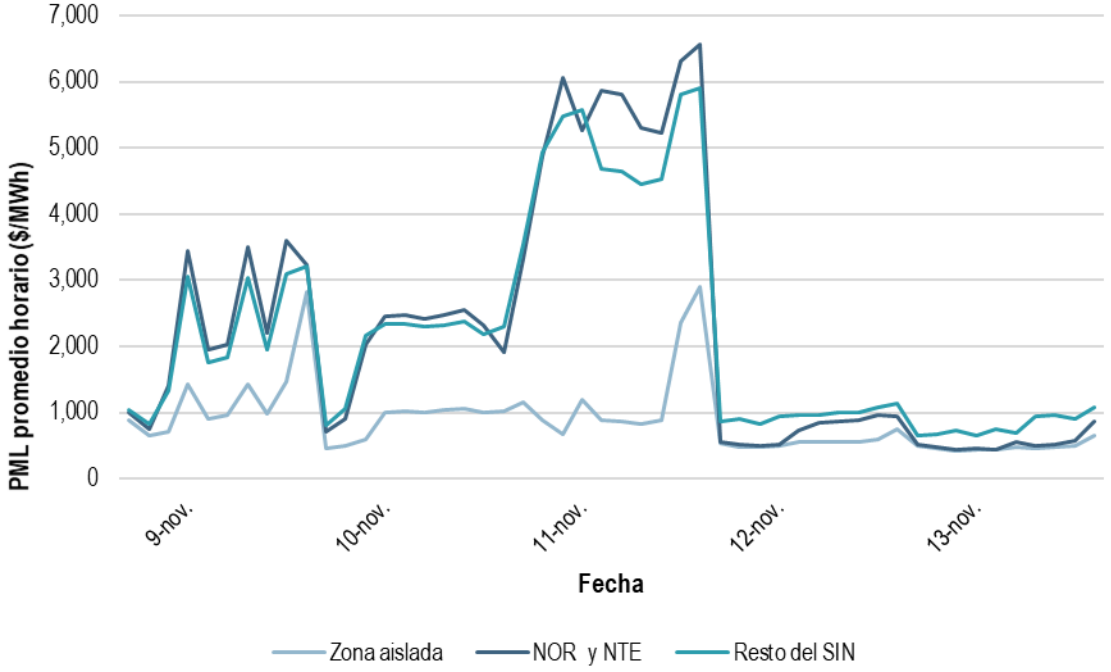
PML no definidos por restricciones a generación RN

De acuerdo con el procedimiento de reducción de generación por Confiabilidad del Código de Red, la generación intermitente debe reducirse después de que se ha reducido por completo la Oferta de Venta TE de acuerdo con su costo (salvo la que esté ofreciendo soporte de voltaje), lo que implica que los PML debieron ser iguales a $0/MWh (dado que la EFM no determina los PML), lo cual no sucedió del 9 al 11 de noviembre de 2020.

Con base en las simulaciones realizadas para el escenario del 9 de noviembre (que se expondrán más adelante), se identificó que, al sustituir el pronóstico ajustado (por el CENACE) por el pronóstico de las Ofertas de Venta de energía, la solución del modelo AU-MDA resultó factible, sin violación alguna a la restricción del modelo. En la simulación se mantuvo el balance entre la generación y la carga sin violar los límites de transmisión en cada una de las horas de operación. Este cambio tuvo como efecto la restricción a la generación RN (de forma optimizada) y, con ello, la definición de los PML de las GCR NOR y NTE.

La Gráfica 57 muestra el PML en las horas en que se presentaron restricciones para la zona desacoplada por la licencia Sonora Sur - Sinaloa, el resto de las GCR NOR y NTE y el resto del SIN. Los PML promedio horario del 9 de noviembre entre las 9 y 18 horas fueron $1,218/MWh en la zona aislada, $2,308/MWh en las GCR NOR y NTE y $2,213/MWh en las otras GCR del SIN. A partir del 12 de noviembre (cuando ya no se presentaron restricciones), no existe una diferencia relevante entre los PML en la GCR NOR y NTE y la zona aislada.

Gráfica 57. PML promedio del MDA en la zona aislada por la licencia en Sonora Sur-Sinaloa, GCR NOR y NTE y resto del SIN, del 9 a 13 de noviembre de 2020



Nota: Los PML corresponden a las horas entre 8 y 19, toda vez que en el resto de las horas del día no se presentaron pronósticos mayores que 0 MWh por corresponder a generación FV y, por lo tanto, no se presentaron restricciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

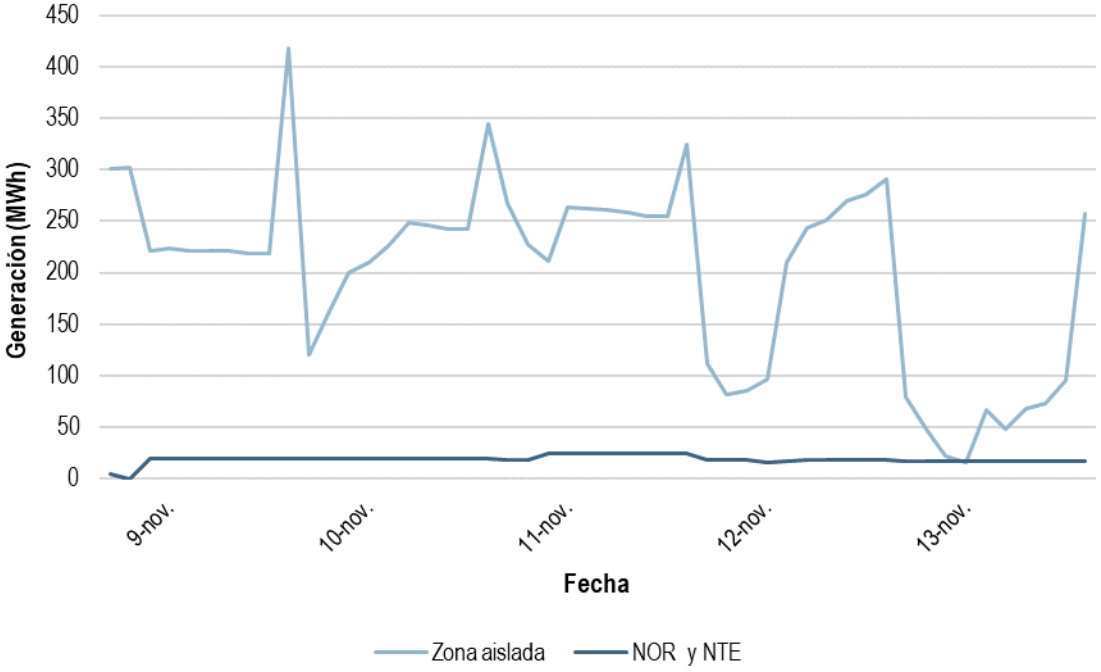
Generación con Oferta de Venta TE arriba de su LDEMín

La energía que se restringió fue la proveniente de Ofertas de Venta RN (la cual tienen un costo variable de generación de $0/MWh); sin embargo, derivado de las licencias señaladas, los modelos AU-MDA debieron de haber limitado la generación correspondiente a las Ofertas de Venta TE (salvo la que esté ofreciendo soporte de voltaje) para que la energía dentro de las zonas aisladas por las licencias no excediera los límites de transmisión de los enlaces. Lo anterior, debido a que la minimización de costos y, por ende, la maximización del Excedente Económico Total se logra al reducir primero la generación de mayor costo (generación térmica y después aquella de costos cero (generación renovable).

La Gráfica 58 muestra la generación correspondiente a la Oferta de Venta TE que no otorgó soporte de voltaje pero que resultó asignada con una solución de potencia por encima de su LDEMín en la zona aislada por la licencia de transmisión en Sonora Sur - Sinaloa (ver Ilustración 8). Como se puede observar, hubo generación por encima de su LDEMín en todas las horas en que se presentaron restricciones a la generación RN. Ello implica que no se redujo la generación de las UCE con mayor costo.

En el resto de la GCR NOR y NTE, donde también se presentaron restricciones, hubo generación correspondiente a Oferta de Venta TE con solución de potencia por encima de su LDEMín mayor que 0 MW en todas las horas en que se presentaron restricciones.

Gráfica 58. Generación con Oferta de Venta TE por encima de su LDEMín en el MDA de la zona aislada por la licencia en Sonora Sur - Sinaloa y GCR NOR y NTE, del 9 a 13 de noviembre de 2020



Nota: La generación corresponde a las horas entre 8 y 19, toda vez que en el resto de las horas del día no se presentaron pronósticos mayores que 0 MWh por corresponder a generación FV y, por lo tanto no se presentaron restricciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

RESTRICCIONES DE GENERACIÓN HI PARA SALVAGUARDAR LA SEGURIDAD EN LA CUENCA DEL RÍO GRIJALVA

El tercer factor que contribuyó a los PML altos en el SIN entre el 9 y 11 de noviembre de 2020 fue la restricción en la generación de las CE HI ubicadas en la cuenca del río Grijalva, para minimizar el impacto en las comunidades aguas abajo, de los efectos de las lluvias extraordinarias en el sureste del país.

En noviembre de 2020, se presentaron los fenómenos hidrometeorológicos Eta (31 de octubre al 13 de noviembre) e Iota (13 al 18 de noviembre) en la costa del Atlántico;[48] igualmente, durante los primeros días de ese mes tuvieron lugar los frentes fríos número 9, 11 y 12. Esto provocó lluvias extraordinarias y afectaciones en la cuenca del río Grijalva, donde se encuentran las CE CE702, CE708, CE552 y CE388, que conjuntamente contribuyen con el 43.2 % de la generación hidroeléctrica del SIN.

A continuación, se describen las condiciones operativas de los embalses de las CE ubicadas en el río Grijalva que ocurrieron durante los eventos hidrometereológicos antes mencionados. Adicionalmente, se analiza sus implicaciones económicas en el MEM.

[48] Servicio Meteorológico Nacional (SNM): https://smn.conagua.gob.mx/es/ciclones-tropicales/informacion-historica

Incremento en almacenamiento por condiciones meteorológicas atípicas

La cuenca del río Grijalva[49] representa el 30 % de los escurrimientos totales del país y sus dos principales corrientes son los ríos Grijalva y Usumacinta. Su ubicación la hace vulnerable a inundaciones[50] ante la presencia de ciclones tropicales y masas de aire frío del norte ("Norte")[51] con una precipitación anual entre 576 y 5,364 mm/año.

El huracán Eta y los frentes fríos número 9, 11 y 12 provocaron lluvias extraordinarias en la cuenca baja del río Grijalva durante los últimos días de octubre y los primeros días de noviembre. El 30 de octubre las precipitaciones en Tabasco alcanzaron los 450 mm en 24 horas, lo que provocó la necesidad de incrementar el desfogue de la presa Peñitas hasta los 950 metros cúbicos por segundo (m^3/seg) por parte del CENACE con base en las directrices de la CONAGUA, con el fin de salvaguardar la integridad aguas abajo en la cuenca.

La Tabla 18 muestra el número de ciclones tropicales que han afectado a México, ocho de ellos impactaron la costa del océano Atlántico en el 2020, en comparación con el año anterior donde sólo uno de ellos impactó el territorio.

Tabla 18. Ciclones tropicales por costa, 2015 - 2020

Costa	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Atlántico		2	2		1	8	13
Pacífico	2	1	1	4	4	3	15
Total	**2**	**3**	**3**	**4**	**5**	**11**	**28**

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema Meteorológico Nacional.

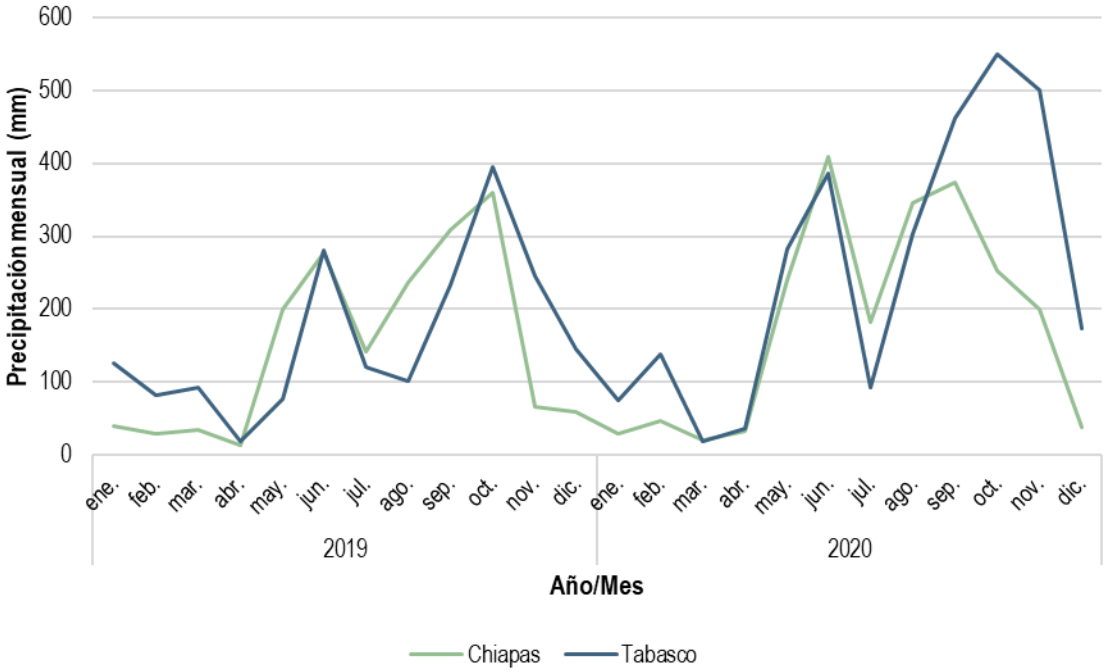
Lo anterior se reflejó en el nivel de precipitaciones en Tabasco y Chiapas. El promedio diario de las precipitaciones en Tabasco fue de 159 mm en 2019, aunque al cierre de noviembre de 2020 el promedio diario fue de 256 mm, es decir, un aumento del 61 %. En Chiapas estos promedios se ubicaron en 147 mm y 193 mm, respectivamente, un aumento del 31 % (ver Gráfica 59).

[49] Centro de Investigación en Geografía y Geomática «Ing. Jorge L. Tamayo» A.C., & Quiroz, G. (2013). Grijalva-Usumacinta cuaderno cartográfico, CentroGeo. Abarca las entidades federativas de Campeche, Oaxaca, Chiapas y Tabasco, su temporada de lluvias comprende de mayo a octubre en la cuenca alta del Grijalva (municipios de Chiapas) y de mayo a febrero en la cuenca baja (municipios de Tabasco), siendo esta última la más afectada por la presencia de los "Nortes", resultando en lluvias prolongadas.

[50] Mapa de vulnerabilidad a inundaciones https://cambioclimatico.gob.mx/mapa/

[51] Un Norte (también conocido como "evento de Norte") es un viento local que se presenta en el occidente del golfo de México durante la temporada de frentes fríos, el cual afecta a los estados costeros del país, desde el norte de Tamaulipas hasta la península de Yucatán.

Gráfica 59. Nivel de precipitación mensual en Chiapas y Tabasco, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con datos de la CONAGUA.

A inicio de noviembre, las CE de la cuenca del río Grijalva presentaron niveles de almacenamiento entre el 80.4 % y el 91.4 % (ver Tabla 19) con un promedio en sus Costos de Oportunidad de $5,687.2/MWh. No obstante, el nivel de almacenamiento observado y el pronóstico de la planeación de mediano plazo del CENACE mostraron diferencias de ± 1.0 % con excepción de la CE552, cuyo nivel de almacenamiento fue mayor (5.7 %) a lo planeado. Del 9 al 11 de noviembre, la CE702 no fue asignada en el MDA para proveer energía y Servicios Conexos, y la CE552 no fue asignada el 9 de noviembre.

Tabla 19. Centrales HI de la cuenca del río Grijalva, inicio de noviembre de 2020

Central	Elevación (msnm)	Nivel planeación (msnm)	Almacenamiento (%)	Diferencia (%)
CE702	528.5	525.6	80.4%	0.6
CE708	391.6	392.0	91.4%	-0.1
CE552	178.5	169.0	87.5%	5.7
CE388	85.7	86.0	81.5%	-0.4

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y CONAGUA.

Para final de noviembre, los niveles de almacenamiento fluctuaron entre 76.1 % y 96.1 %, con desviaciones entre ± 1.0 % con respecto a los niveles de planeación. La CE552 nuevamente presentó un nivel de almacenamiento mayor a lo pronosticado, en esta ocasión del 7.3 %.

Reducción de la energía disponible en la cuenca del río Grijalva por restricciones de seguridad

Derivado de las condiciones discutidas en el apartado anterior, el CENACE abrió los vertedores de la CE388, con el objetivo de mantener la integridad física de la cortina del embalse. La apertura del vertedor se realizó de las 07:14 h

del 6 de noviembre a las 23:11 h del 8 de noviembre de 2020, debido a la coincidencia del frente frío 11 y el huracán Eta. Durante la apertura del vertedor se observaron las siguientes condiciones operativas:

- Se aprovechó el volumen entre el NAME y el NAMO, al obtenerse como nivel máximo la cota 90.89 msnm, lo que significó un súper almacenamiento[52] de 77.9 hm³.
- El margen del súper almacenamiento mínimo obtenido (NAME en la cota 95.50 msnm) fue de 104.2 hm³.
- El máximo aforo al embalse de la CE388 fue de 2,812 m^3/seg.
- El gasto máximo del vertedor y turbinas fue de 2,009 m^3/seg.

En la Gráfica 60 se muestra la energía mínima y máxima para las CE HI de la cuenca del río Grijalva, su despacho en el MDA y el Costo de Oportunidad promedio. El cambio más relevante fue a partir del 29 de octubre y hasta el 11 de noviembre que, como consecuencia de los fenómenos hidrometeorológicos (huracán Eta y el frente frío No. 11), la energía mínima y máxima disminuyeron (en promedio 6.0 GWh y 6.7 GWh, respectivamente), lo que se tradujo en un bloque hidráulico inflexible[53] en comparación con los valores observados en días previos. Es decir, se limitó la generación de la parte alta de la cuenca para evitar el escurrimiento hacia la CE 388, en donde se abrió el vertedor para evitar su desborde.

El CENACE restringió la generación en el MDA del 9 al 11, dadas las condiciones operativas observadas los días previos (29 de octubre al 8 de noviembre); sin embargo, de acuerdo con los resultados del MTR, hubo una mayor generación (ver Gráfica 61).

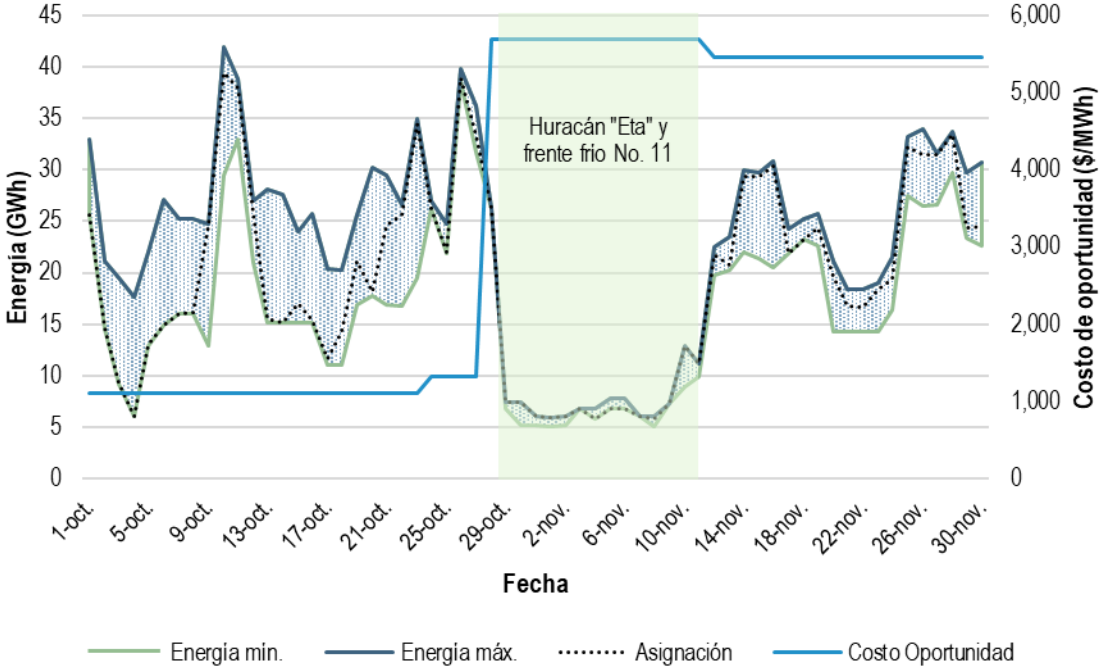
Los Costos de Oportunidad mostraron incremento significativo, pasaron de un promedio de $1,322.7/MWh el 28 de octubre a $5,687.3/MWh del 29 de octubre al 11 de noviembre, a pesar del mayor volumen de agua debido a las lluvias. En este caso, el Costo de Oportunidad no definió correctamente el valor económico del recurso hídrico, pues ante altos niveles de escurrimientos se debió de haber observado una contracción en dicho costo.

Aparentemente el aumento en los Costos de Oportunidad pretendió cumplir con la restricción de generación HI del MDA; sin embargo, la falta de documentación de procesos no permite conocer el mecanismo por el cual se realizan los ajustes para modificar el valor del Costo de Oportunidad.

[52] El súper almacenamiento sirve para controlar las crecientes ante la presencia de algún evento hidrometereológico que tenga influencia en la cuenca de aportación de dicha presa.

[53] Denota que el bloque hidráulico máximo y mínimo a utilizar en el día son muy cercanos, lo que se traduce en pocas opciones para que la optimización económica haga mayor o menor uso de estos recursos tomando como base el Costo de Oportunidad.

Gráfica 60. Bloque mínimo y máximo de energía, asignación en el MDA y Costos de Oportunidad, octubre y noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

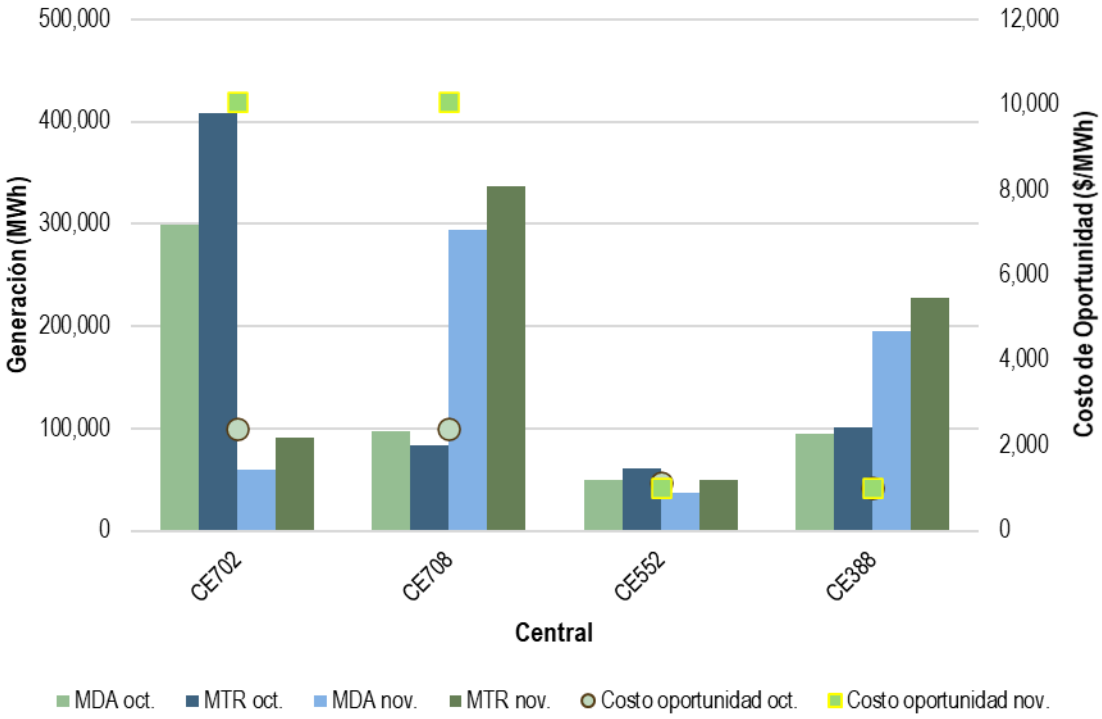
Implicaciones por la diferencia de criterios del uso de la generación HI entre el MDA y el MTR

La Gráfica 61 muestra la generación en el MDA y en el MTR para cada una de las cuatro CE ubicadas en la cuenca del río Grijalva, así como el Costo de Oportunidad promedio de octubre y noviembre de 2020. Los cambios más significativos de noviembre con respecto a octubre fueron los siguientes:

i. La disminución de la generación de la CE702 en los dos procesos de mercado y el incremento en su Costo de Oportunidad;
ii. La CE702 disminuyó su generación en 318.0 GWh del MTR (-77.8 %);
iii. El incremento de la generación en la CE708 en ambos procesos de mercado y el incremento en su Costo de Oportunidad;
iv. La CE708 incrementó su generación en 254.1 GWh del MTR (305.8 %);
v. El incremento de la generación en la CE388 en el MDA y el MTR;
vi. La CE388 incrementó su generación en 126.5 GWh del MTR (124.8 %).

En cuanto a los cambios más significativos en los procesos de mercado en noviembre, la generación de las cuatro CE en el MDA fue 119.8 GWh menor en comparación con la generación en el MTR (en octubre esta diferencia fue de 113.5 GWh).

Gráfica 61. Generación MDA y MTR y Costo de Oportunidad, octubre y noviembre de 2020



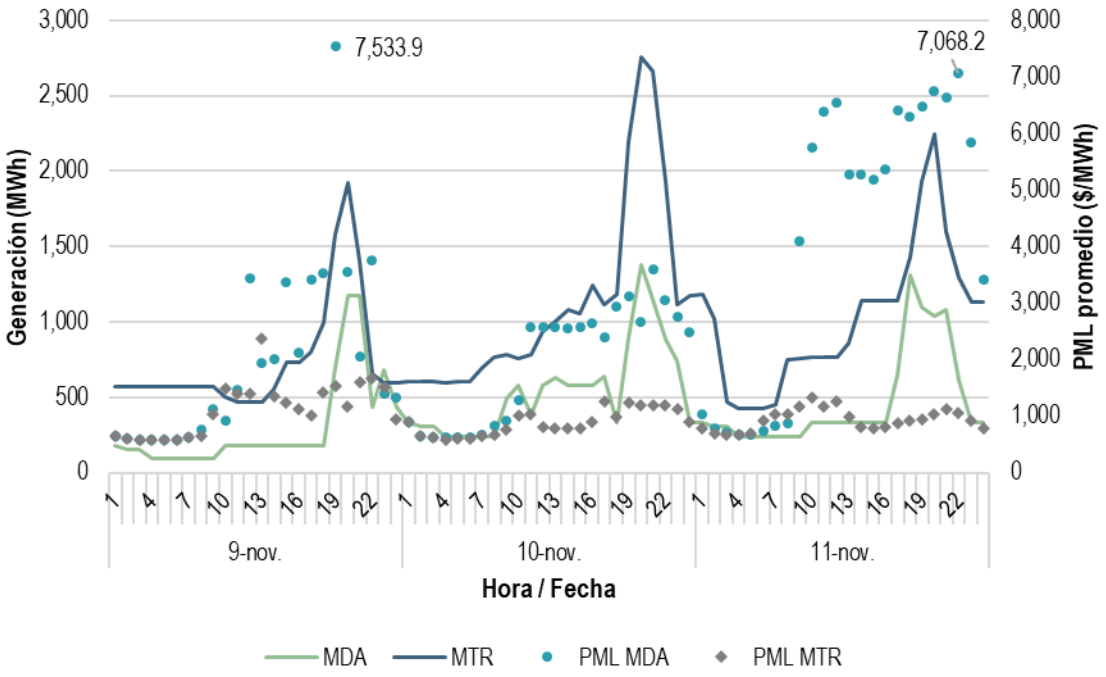
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Como se señala en la sección 2.1.2.1, generalmente la generación HI en el MTR es mayor a la programada en el MDA debido a la falta de flexibilidad operativa del sistema ante fallas en las UCE con tipo de Oferta de Venta TE, errores en los pronósticos de demanda y errores en los programas de generación de las tecnologías intermitentes.

Debido a las restricciones en el MDA, en el MTR se generó más energía con recurso de la cuenca que la asignada en el MDA. Durante los días 9, 10 y 11 de noviembre, la generación HI en Tiempo Real fue mayor que la programada en el MDA en promedio un 176.8 %, es decir, 520 MW adicionales por hora en promedio de generación en Tiempo Real.

Como resultado de lo anterior se puede afirmar que el CENACE contempló un escenario pesimista en el MDA, esto en vistas de mantener la seguridad del embalse; en cambio permitió una mayor generación de energía durante la operación en Tiempo Real, lo que provocó una disminución en el costo de producción, de manera que en el MTR no se observó una diferencia significativa en los precios con los PML promedio de los meses anteriores. En la Gráfica 62 se observa que la generación en el MDA fue menor que en Tiempo Real y que los PML del MDA fueron mayores a los observados en el MTR.

Gráfica 62. Generación HI de la cuenca del río Grijalva y PML promedio en el MDA y MTR, del 9 al 11 de noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

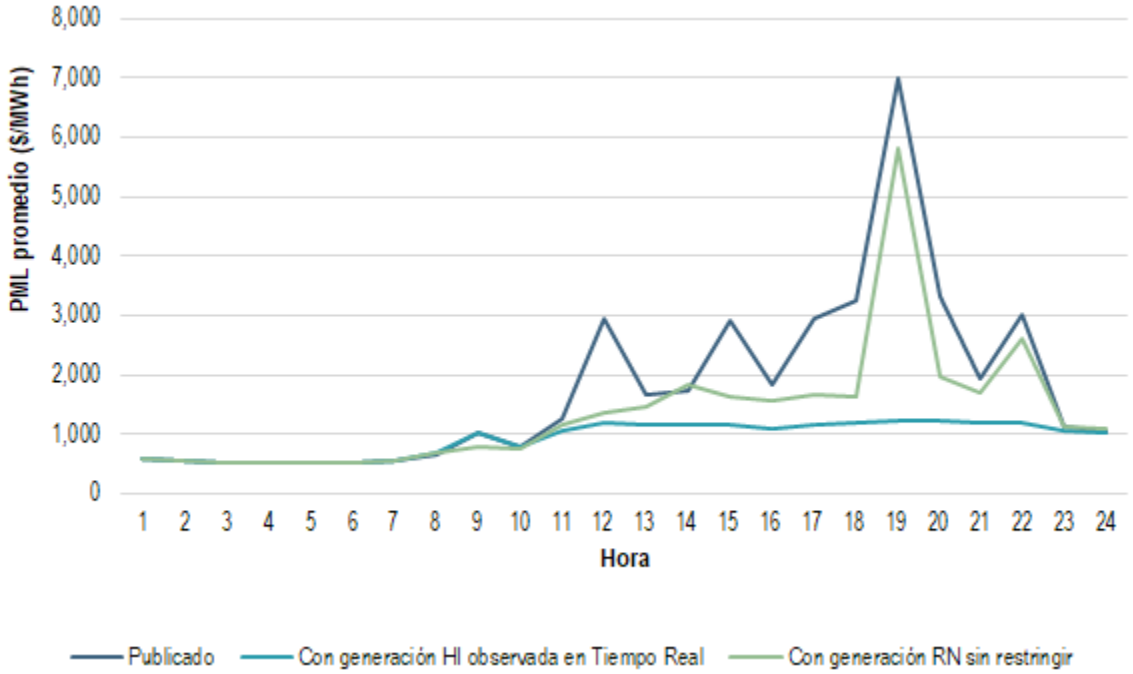
EFECTO DE LA RESTRICCIÓN DE GENERACIÓN RN E HI EN EL MDA

Con el propósito de observar el efecto en los PML que tuvieron las restricciones de la generación RN e HI en la cuenca del río Grijalva, se realizaron dos simulaciones para el 9 de noviembre de 2020 en el software del CENACE que ejecuta el modelo AU-MDA. A continuación, se describen las simulaciones realizadas:

- **Caso con generación RN sin restringir** no se restringieron los pronósticos de generación de la energía RN en el MDA.
- **Caso con generación HI observada en Tiempo Real:** se simuló en el MDA la misma asignación de energía HI que se generó en Tiempo Real.

El PML promedio para el 9 de noviembre fue de $1,765.4/MWh; en cambio, en la simulación con generación RN sin restringir, el PML promedio disminuyó a $1,364.2/MWh, y en la simulación con generación HI observada en Tiempo Real, el PML resultante es incluso menor, $939.4/MWh. En la Gráfica 63 se exponen los PML por hora publicados por el CENACE y los obtenidos en las simulaciones.

Gráfica 63. PML del SIN en las simulaciones del modelo AU-MDA, 9 de noviembre de 2020

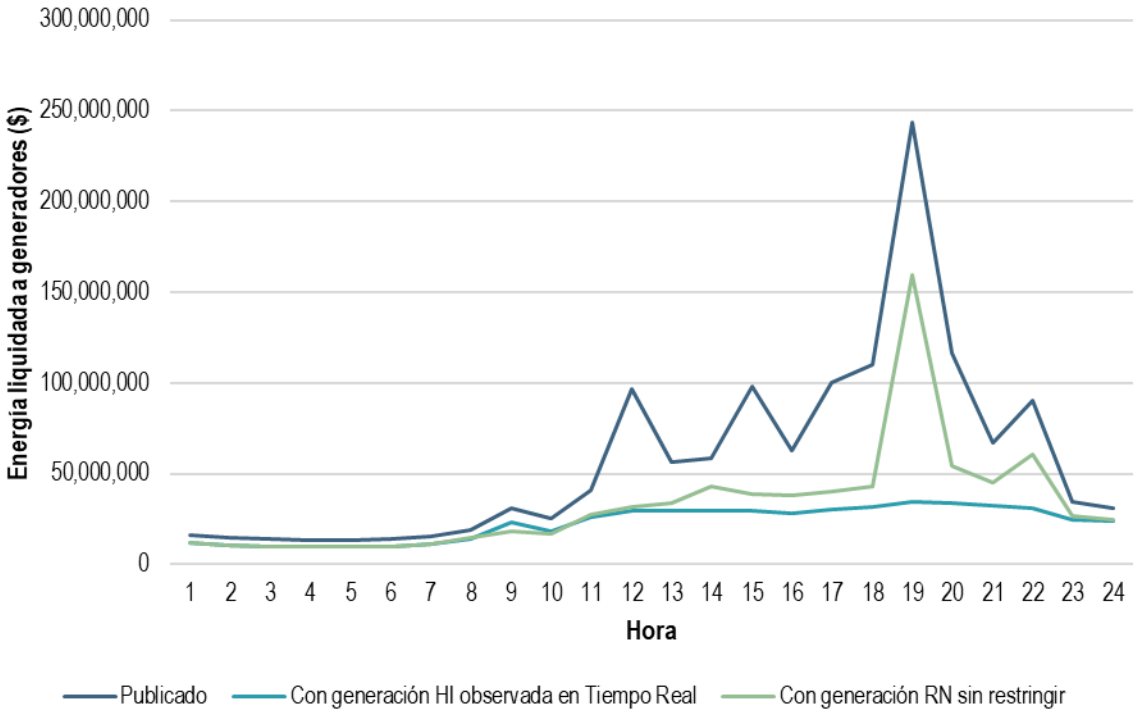


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y simulaciones del modelo AU-MDA.

Asimismo, con la finalidad de observar el impacto económico en el pago a los generadores, en la Gráfica 64 se observa la energía liquidada a los generadores en la publicación del CENACE y en las dos simulaciones. En todos los casos aumentó a partir de la hora 8; sin embargo, en el caso publicado el aumento empezó a ser significativamente alto a partir de la hora 12 con un máximo a la hora 19 (a esta hora se alcanzó el PML máximo del año $6,981.6/MWh). La restricción a la energía RN afectó especialmente entre las 11 y las 22 horas, de acuerdo con el Caso con generación RN sin restringir, a partir de la hora 19 también se habrían observado precios altos.

En cambio, la restricción de la generación HI tuvo un impacto significativo en el mercado, pues en caso de que la restricción hubiera sido menor (como fue en el MTR) el pago a los generadores hubiera sido $838.3 millones de pesos menor con respecto al caso publicado durante todo el día (9 de noviembre de 2020).

Gráfica 64. Liquidación a generadores en el SIN en las simulaciones del modelo AU-MDA, 9 de noviembre de 2020

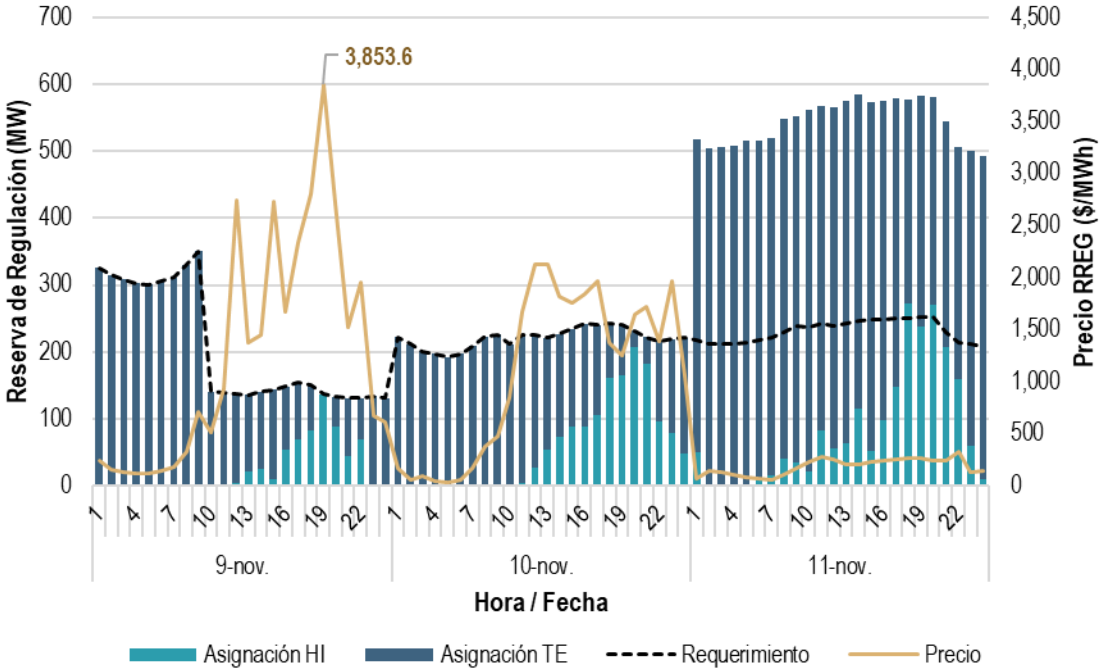


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y simulaciones del modelo AU-MDA.

Del mismo modo, también se observó un aumento en los precios de la RREG provocado por la escasez de la capacidad de generación en el MDA. Del 9 al 11 de noviembre se registraron los siguientes hechos: i) el 9 de noviembre se presentaron los valores mínimos del requerimiento y asignación de reservas (130.6 MW en la hora 23); ii) el 9 y 10 de noviembre el requerimiento y la asignación de reservas fue el mismo en todas las horas, y iii) el 11 de noviembre la asignación fue mayor al requerimiento de reservas (ver Gráfica 65).

En la Gráfica 65 se muestra que el precio máximo de la RREG se presentó en la hora 19 del 9 de noviembre, cuando no fueron asignadas UCE TE para proveer la reserva (se asignaron únicamente CE HI). Esta disminución en la oferta de Servicios Conexos fue consecuencia de la indisponibilidad de las UCE TE (promedio del 34.9 %) y de la no asignación de 1,980 MW de capacidad HI en la cuenca del río Grijalva en el MDA, lo que a su vez implicó que los MW que aportaban a la oferta de RREG no estuvieran disponibles por no estar sincronizadas.

Gráfica 65. Requerimiento, asignación y precio de la RREG, 9 al 11 de noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CONCLUSIONES

Entre el 9 y el 11 de noviembre de 2020 se presentaron los PML máximos en el MDA del año en el SIN. Los precios altos fueron atípicos y evidenciaron una serie de determinaciones del CENACE que contribuyeron a su formación. Las principales determinaciones fueron: un aumento en la capacidad indisponible de generación a causa de mantenimientos; restricciones manuales a la generación con tipo de Oferta de Venta RN por licencias de transmisión; y restricciones a la generación HI ubicadas en la cuenca del río Grijalva debido a fenómenos meteorológicos.

La energía indisponible en el SIN aumentó durante noviembre, en el MDA fue de 34.9 % y 35.0 % en el MTR, como consecuencia del mantenimiento programado de las UCE, lo cual también produjo una disminución de las Ofertas de Venta de RREG.

Durante ocho días en noviembre se presentaron restricciones en la generación RN con respecto a su pronóstico, acumulando un total de 15.5 GWh en 61 horas de operación (en promedio 263 MWh por hora) y tuvieron un máximo de 866 MWh el 9 de noviembre. Durante ese día, las restricciones correspondieron a la mitad del pronóstico (entre 49.9 % y 50.1 %).

Se presentaron dos licencias de transmisión en Mazatlán–Tepic y Sonora Sur-Sinaloa que en conjunto implicaron restricciones a la generación RN, se redujo esta generación en relación con su pronóstico con la finalidad de moderar el flujo de los enlaces.

Se encontró que las restricciones no fueron resultado de soluciones óptimas: (i) se realizaron sin considerar la sensibilidad de los nodos con respecto de las licencias de transmisión relevantes; (ii) se ejecutaron dentro y fuera de la zona aislada por la licencia en Sonora Sur-Sinaloa, y (iii) se realizaron de forma manual.

En consecuencia, las restricciones sucedieron en un contexto en que el PML es mayor que $0/MWh, es decir, en que la Oferta de Venta TE determinó el precio. Aun cuando una restricción de generación RN implique que este tipo de generación margine y los PML sean determinados por un costo incremental de $0/MWh.

Por otro lado, las lluvias extraordinarias de octubre y noviembre en la cuenca del río Grijalva provocaron, por condiciones de seguridad, que se abrieran los vertedores (6 de noviembre) con el objetivo de mantener la integridad física del embalse CE388. Con el objetivo de reducir el derrame (por vertedor) o la probabilidad de un desbordamiento en dicho embalse, el CENACE restringió la generación HI de las CE, aguas arriba, ubicadas en la cuenta del río Grijalva.

Las lluvias incidieron en los niveles de almacenamiento de las CE ubicadas en esa zona. Estos niveles de almacenamiento tuvieron desviaciones mínimas con respecto a los valores de la planeación de mediano plazo. Sin embargo, los Costos de Oportunidad de las CE CE702 y CE708 ($10,084.0/MWh en promedio) no fueron reflejo de los niveles de almacenamiento en estos embalses en noviembre, sino aparentemente de una condición operativa con el propósito de disminuir la generación en estas centrales y realizar regulación de avenidas aguas[54] y minimizar el impacto de los efectos de las lluvias extraordinarias en la cuenca baja del Grijalva, donde se encuentran las CE552 y CE388. No obstante, no hay procesos documentados que permitan conocer el mecanismo por el cual se realizan los ajustes para modificar el valor del Costo de Oportunidad.

Para mantener la seguridad del embalse, el CENACE contempló un escenario pesimista en el MDA, puesto que en Tiempo Real se generó más energía de recurso de la cuenca que la asignada en el MDA.

En caso de que no se hubiera restringido la energía RN en las GCR NOR y NTE, el PML promedio diario habría disminuido 22.7 % (de $1,765.4/MWh a $1,364.2/MWh); en caso de que la indisponibilidad de la energía HI en el río Grijalva en el MDA hubiera sido igual a la generación observada en Tiempo Real, la disminución del PML diario habría sido de 46.8 % (de $1,765.4/MWh a $939.4/MWh). La restricción de la generación HI tuvo un mayor impacto en el mercado, pues en caso de no presentarse la restricción en el MDA, los PML observados no habrían sido atípicamente altos y el pago a los generadores habría sido significativamente menor (por ejemplo, para el 9 de noviembre de 2020 hubiera sido $838.3 millones de pesos menor con respecto al caso publicado).

RECOMENDACIONES

- Se observó que el CENACE llevó a cabo un ajuste manual para restringir la generación RN. En las simulaciones realizadas en el software del CENACE que ejecuta el modelo AU-MDA, se confirmó que el modelo lograba una solución factible (en la que no se violaban las restricciones del modelo); además de que los ajustes se realizaron por el Operador sin considerar el factor de sensibilidad de los nodos en relación con las licencias de transmisión. Se recomienda que el CENACE no realice ajustes manuales a la solución del AU-MDA cuando este modelo alcance soluciones factibles que no pongan en riesgo a la Confiabilidad del sistema, debido a que puede implicar soluciones subóptimas.
- Los fenómenos hidrometeorológicos en la cuenca del río Grijalva provocaron la reacción del CENACE para el manejo de los embalses. Las acciones tomadas incluyeron la modificación de los montos máximos y mínimos diarios que pueden ser utilizados por el despacho económico, y la modificación de los Costos de Oportunidad de la generación HI. La primera de estas acciones logra el cometido de limitar las opciones que tiene la optimización económica para la utilización de agua durante el MDA. No obstante, de acuerdo con el Manual de Costos de Oportunidad, el concepto de Costo de Oportunidad se refiere al valor económico del

[54] El control de avenidas corresponde a las recomendaciones sobre el periodo de retorno de la avenida (lluvias) con base en el tipo de infraestructura hidráulica para el control de inundaciones y la importancia de la zona a proteger. Se espera con esto la minimización del riesgo y del valor de los daños esperados.

agua en el futuro de mediano plazo (hasta 36 meses), por ejemplo, durante el siguiente estiaje, con posibles modificaciones durante la planeación operativa de corto plazo (7 días). Por tales motivos se recomienda que:

- La CRE solicite al CENACE presentar la siguiente documentación:
  i. La justificación por la cual se realizó el cambio en el requerimiento de la RREG del 9 al 11 de noviembre de 2020;
  ii. El procedimiento utilizado para establecer los Costos de Oportunidad con el modelo de asignación de unidades y coordinación hidrotérmica utilizado en el Modelo de Optimización para la Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido (AU-HE), y
  iii. El procedimiento utilizado para modificar los Costos de Oportunidad durante la planeación de Corto Plazo y ante eventos hidrometereológicos como los ocurridos en octubre y noviembre de 2020.
- El CENACE emita y publique el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, en el que se establezcan las metodologías de cálculo para los requerimientos de Servicios Conexos.

- La forma en que el CENACE establece los Costos de Oportunidad no está debidamente documentada. Aparentemente, el incremento en los Costos de Oportunidad de la generación HI del 9 al 11 de noviembre de 2020 contribuyó a restringir el turbinado de las CE ubicadas en cuenca del río Grijalva; sin embargo, los costos no definieron correctamente su valor económico. Con base en lo anterior, se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo con el CENACE para que el Operador explique tanto los modelos que emplea actualmente en el MDA para determinar los Costos de Oportunidad, como las diferencias en las características técnicas en comparación con lo establecido en el numeral 3.6.2, inciso (c), del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo y el numeral 4.2.1, inciso (c) del Manual de Costos de Oportunidad. Lo anterior con el fin de generar un plan de transición entre la forma de operación actual y la establecida en las Reglas del Mercado.

2.1.2.5 AFECTACIÓN EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL 28 DE DICIEMBRE

El 28 de diciembre de 2020 el SIN sufrió una afectación en el suministro de energía eléctrica. Mediante el comunicado de prensa 04/2020,[55] el CENACE informó que se presentó un desbalance generación-carga en el SIN a las 14:28 h, el cual significó una afectación de carga de 8,696 MW, así como también una salida de operación de una capacidad instalada de generación de 9,262 MW; en el momento de la perturbación al sistema, se tenía una demanda de 31,789 MW. Se indicó que a las 14:27 h salió de servicio una línea de transmisión de 400 kV entre las Subestaciones Lajas y Güémez, ubicadas en los estados de Nuevo León y Tamaulipas, respectivamente; así como la posterior salida de servicio, a las 14:28 h de una segunda línea de transmisión de 400 kV entre dichas subestaciones. El restablecimiento de la carga afectada se realizó entre las 14:33 y 16:12 h.

El objetivo de esta sección es establecer las condiciones operativas previas a la perturbación al sistema, identificar una secuencia del evento y mostrar las implicaciones de este sobre el MEM, principalmente en el comportamiento de los PML.

Cabe aclarar que este análisis se limita a la información disponible en el *PI System* del CENACE, que recopila datos históricos del tiempo real provenientes del sistema SCADA, que, a su vez, recoge mediciones de las unidades terminales remotas (UTR) dispuestas en las instalaciones del SIN, con una periodicidad de hasta 4 segundos (en el mejor de los casos).

[55] Disponible en: https://www.gob.mx/cenace/prensa/cenace-informa-sobre-el-desbalance-generacion-carga-en-el-sistema-interconectado-nacional-262315

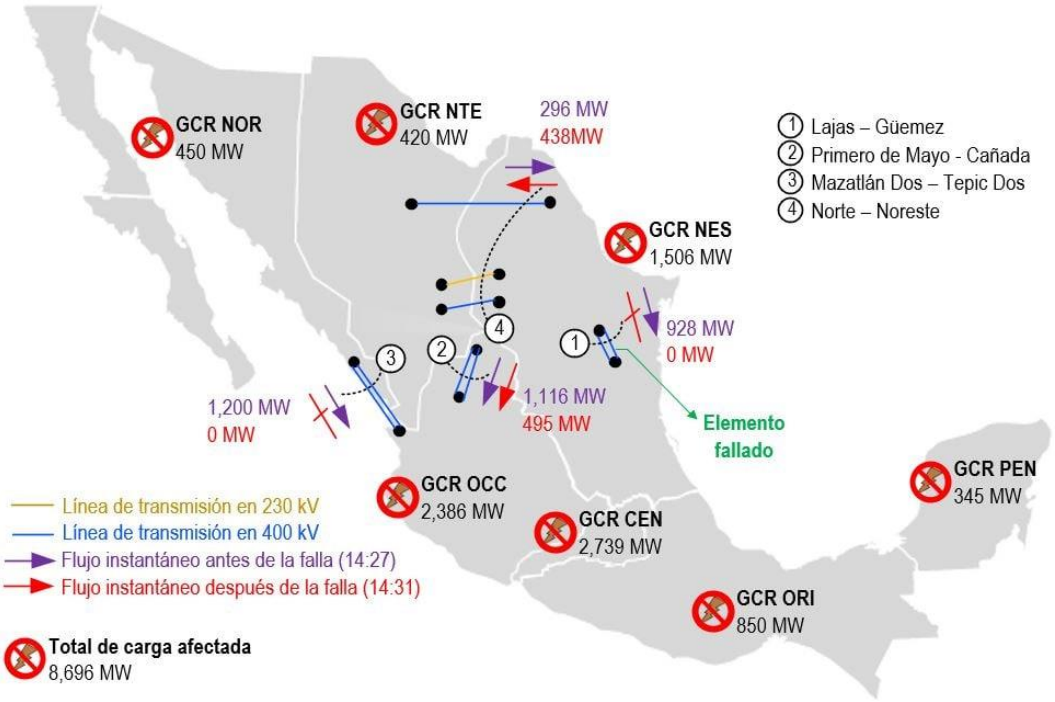
En la operación de sistemas eléctricos de potencia, la periodicidad de datos del sistema SCADA no es suficiente para realizar estudios forenses detallados sobre eventos donde actúan las protecciones automáticas, pues esos sistemas de protección automáticos tienen tiempos de reacción que se mide en ciclos (fracciones de segundos). Por lo tanto, es probable que partes esenciales de la secuencia de eventos ocurridos el 28 de diciembre de 2020 en el SIN no fuesen detectadas por los datos recogidos por el sistema SCADA y capturados por el sistema que recopila datos históricos del tiempo real del CENACE.

Para realizar un análisis técnico minucioso, es necesario que, en adición a los datos provenientes de los sistemas SCADA, también se recopilen y analicen los datos provenientes de las PMU, así como de los sistemas de monitoreo y reconocimiento situacional de amplia área (*Wide Area Monitoring System,* WAMS, por sus siglas en inglés), que sí capturan medidas en tiempo real con una resolución temporal muy alta, superiores a 60 mediciones por segundo. Sin embargo, el análisis forense de los datos de las PMU disponibles en el SIN, requiere de una especialidad en sistemas de protección y control que va más allá del alcance de este reporte. Por lo anterior, a continuación, se mencionan los puntos en los cuales es necesario realizar un análisis con mayor detalle para conocer las causas que derivaron en el desbalance entre la generación y la carga, y con ello encontrar las áreas de mejora con el fin de asegurar la Confiabilidad del sistema.

Cronología del evento extraída del *PI System* y reportes del CENACE

Las condiciones operativas del 28 de diciembre de 2020 a las 14:27 h (instantes antes de la falla), eran normales, con una demanda en el SIN de 31,789 MW y una participación de generación renovable intermitente del 27.1 %. Antes de la salida de servicio de las líneas de transmisión, la transferencia de potencia de norte a sur en el SIN en los enlaces que fueron afectados era la siguiente: el enlace Lajas – Güémez, tenía 928 MW; Mazatlán Dos – Tepic Dos con 1,200 MW; Primero de Mayo – Cañada con 1,116 MW; todos estos en 400 kV y de la Subestación Jerónimo Ortiz Martínez a la Subestación Fresnillo que enlazan a los estados de Durango y Zacatecas en 230 kV con 291 MW. En total, la transferencia de potencia desde el norte hacia el sur del SIN era de 3,535 MW (ver Ilustración 9).

Ilustración 9. Mapa del total de carga afectada por GCR y cambio en el flujo instantáneo de enlaces clave después de la falla, 14:28 h 28 de diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del *PI System* del CENACE.

Con las condiciones operativas anteriormente comentadas, a las 14:27 h salió de servicio una primera línea de transmisión de 400 kV entre las Subestaciones Lajas y Güémez, ubicadas entre los estados de Nuevo León y Tamaulipas, respectivamente. Ante esta situación, la línea de transmisión en paralelo de 400 kV alcanzó un flujo de potencia de aproximadamente 809 MW (ver Gráfica 66).

Posteriormente, a las 14:28 h, salió de servicio la segunda línea de transmisión de 400 kV, quedando abierto el enlace (es decir, no se era posible el flujo de energía) entre las subestaciones Lajas y Güémez (ver Gráfica 66). Cabe señalar que estas dos líneas de transmisión se encuentran instaladas sobre estructuras separadas.

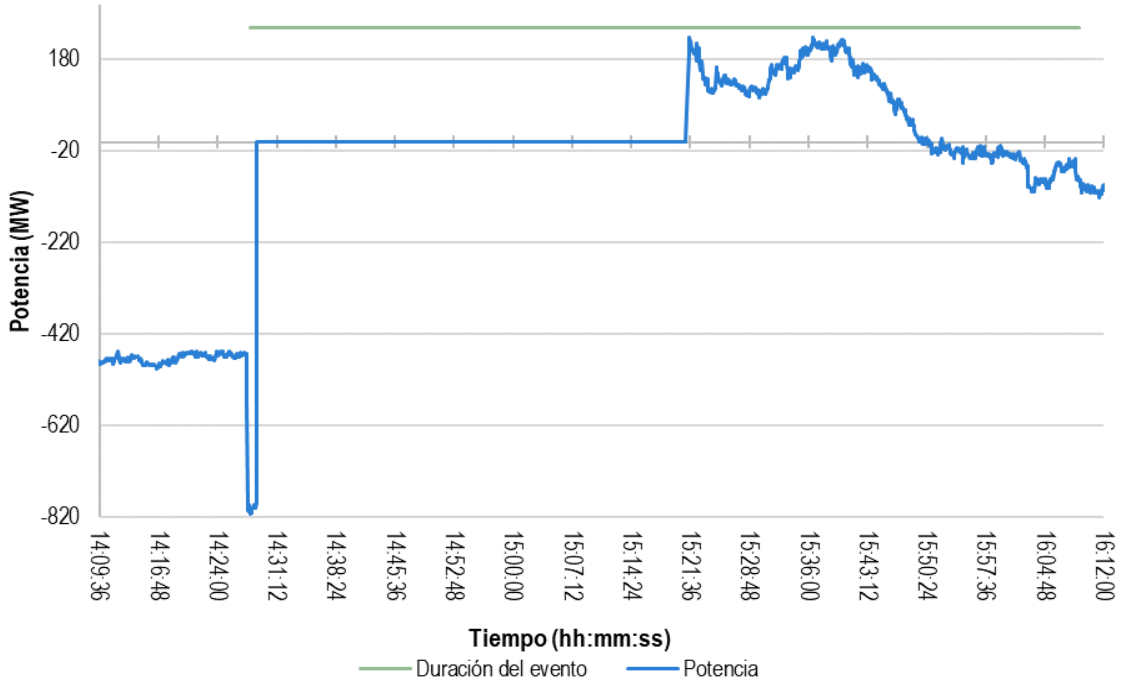
Con los datos obtenidos, se observó que en aproximadamente 4 segundos operaron los cuatro segmentos del Esquema de Protección del Sistema por baja frecuencia (81),[56] que está diseñado para desconectar carga automática y progresivamente ante este tipo de eventos como una medida de protección de último recurso; con ello, se evitaron daños permanentes adicionales a otras instalaciones del SIN que quedaron energizadas durante el evento.

La CFE reportó que la salida de operación de ambas líneas de transmisión se debió a un incendio de 30 hectáreas de pastizales en el municipio de Padilla, Tamaulipas.[57]

[56] Este tipo de esquema de protección es un diseño común y universalmente utilizado en todos los sistemas de potencia. Los relevadores 81 tienen la capacidad de medir las variaciones en la frecuencia y operar ante valores establecidos en el diseño. Estos dispositivos son comúnmente utilizados en los Esquemas de Protección de Baja Frecuencia para realizar la desconexión de forma gradual (mediante cuatro pasos) de la carga, con el fin de aumentar los niveles de frecuencia.

[57] CFE. (2020). Boletín de Prensa CFE-BP-193/20vf. Disponible en https://www.cfe.mx/cdn/2019/Archivos/Boletines/193CausasDesbalanceVF.pdf

Gráfica 66. Flujo de potencia en la segunda línea de transmisión entre las subestaciones Güémez – Lajas, 28 de diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del *PI System* del CENACE.

Considerando la operación general de los sistemas eléctricos de potencia, el evento puede ser considerado de dos maneras:

1. Dos Contingencias Sencillas (n-1-1)

Desde el punto de vista de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, un minuto de diferencia entre la salida de servicio de cada una de las líneas de transmisión es un tiempo prolongado y suficiente para evaluar si los controles de las UCE lograron amortiguar la perturbación. Lo anterior debido a que, en la práctica, una UCE comienza a amortiguar comúnmente tres segundos después de la perturbación para llegar a un punto estable entre 30 y 60 segundos después.

De acuerdo con el Código de Red, el SEN debe tener la capacidad suficiente para soportar la Contingencia Sencilla Más Severa (CSMS), por lo que ante la ocurrencia de cualquier otra Contingencia Sencilla se debe mantener el suministro Confiable de energía. El Código de Red establece como Contingencia la salida no prevista de un elemento del SEN (indicada en este análisis como Contingencia Sencilla).

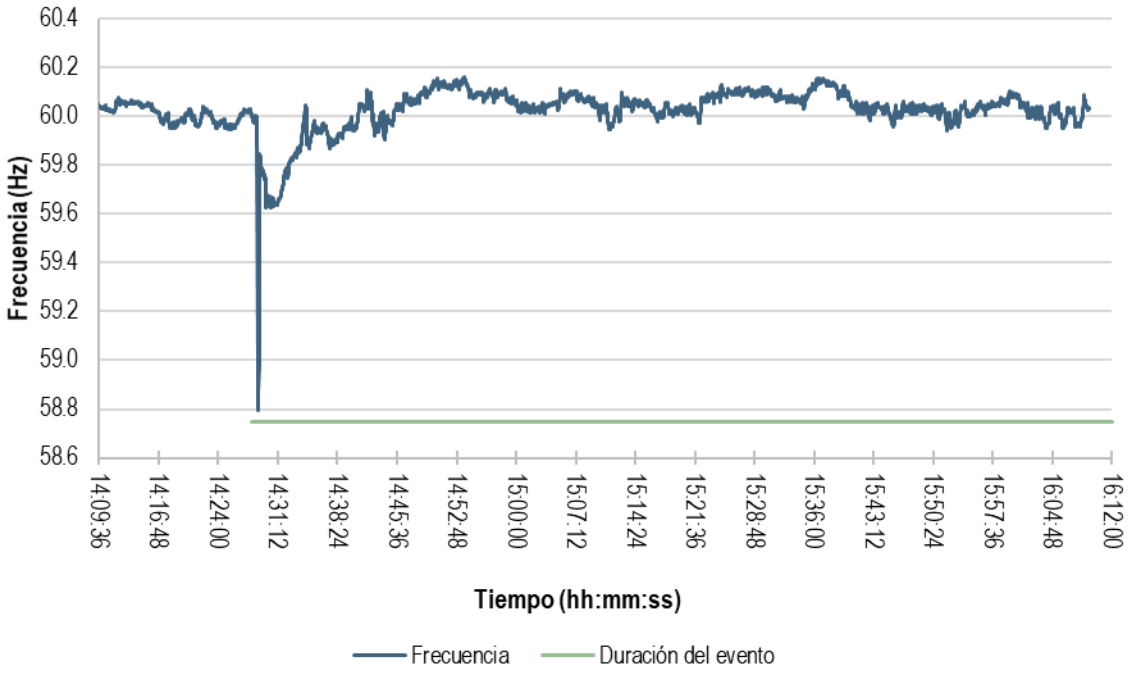
En la información del *PI System*, y desde distintos puntos de medición, no se registraron oscilaciones de potencia desde la salida de la primera línea de transmisión (entre la Subestaciones Lajas y Güémez) hasta la salida de la segunda línea de transmisión (paralela a la primera) el 28 de diciembre de 2020. Por lo anterior, se puede estimar, de forma preliminar, que el criterio de Confiabilidad se cumplió. Sin embargo, es necesario confirmar esta situación con la información de las PMU, además de verificar el tiempo de liberación de la falla, que, en caso de haber sido prolongado, pudiera haber sido la causa de las presuntas oscilaciones de potencia y de voltaje en el sistema.

2. Una Contingencia Doble (n-2)

Desde el punto de vista de operación de sistemas eléctricos de potencia, un minuto de diferencia entre ambas contingencias es insuficiente para que los operadores del sistema hayan podido tomar acciones con el fin de evitar y/o soportar la salida de la segunda línea de transmisión. Si bien ambas líneas de transmisión se encontraban en estructuras separadas, aparentemente la causa fue la misma, por lo que puede considerar al evento como una Contingencia Doble (es decir, la pérdida simultanea de dos elementos del sistema). De ser considerado de esta manera, los criterios de Confiabilidad no exigen que el SIN soporte dicho evento.

Las consecuencias del evento fueron la afectación de 8,696 MW de carga, la salida de operación de una capacidad de generación de 9,262 MW, un valor mínimo y máximo de la frecuencia en el SIN entre 58.79 Hz y 61.82 Hz. Estas desviaciones de frecuencia fueron reportadas por el CENACE; sin embargo, no se pudieron validar de manera independiente con los datos disponibles en el SCADA. En la Gráfica 67 se muestra el comportamiento de la frecuencia en la GCR CEN.[58]

Gráfica 67. Frecuencia del sistema medida en la GCR CEN, 28 de diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del *PI System* del CENACE.

Además de lo anterior, se registraron las siguientes salidas de elementos de transmisión en cascada:

- Una línea de transmisión de 230 kV que conecta las subestaciones Jerónimo Ortiz Martínez y Fresnillo, que enlazan a los estados de Durango y Zacatecas.
- Dos líneas de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Mazatlán Dos y Tepic Dos, que enlazan a los estados de Sinaloa y Nayarit.
- Una línea de transmisión de 400 kV de Tapachula a Los Brillantes, que enlaza al SIN con Centroamérica.
- Una línea de transmisión de 400 kV entre las subestaciones Primero de Mayo y Potosí Solar Maniobras, que enlaza a los estados de Zacatecas y San Luis Potosí. Cabe señalar que en las bitácoras del CENACE no se

[58] A la fecha de elaboración de este reporte, solo se tenían registros de medición de la frecuencia en esta GCR, sin embargo los valores pueden ser distintos en otros puntos de medición, sobre todo instantes después del evento.

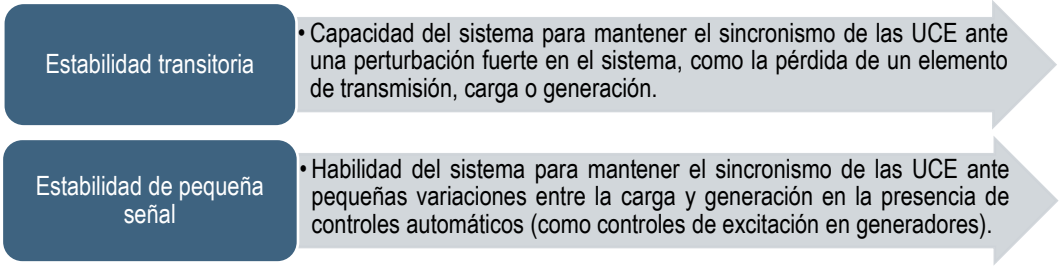
encontró registro de su salida; no obstante, en el *PI System* existe evidencia de la salida de servicio entre las 14:28 y 16:31 h.

La segunda línea de transmisión entre las Subestaciones Lajas y Güémez quedó nuevamente en servicio a las 15:20 h., lo cual fue parte del restablecimiento del sistema, el total de la carga afectada quedó restablecida a las 16:12 h. Por otro lado, la primera línea de transmisión fallada (que también interconecta las Subestaciones Lajas y Güémez) quedó nuevamente en servicio hasta las 18:04 h.

Estudios necesarios para la detección del origen del desbalance generación – carga

Con la información disponible en el *PI System*, no es posible establecer una secuencia completa del evento; para ello, se requiere la información de las PMU, además de realizar estudios eléctricos de estabilidad transitoria y de pequeña señal (Ilustración 10).

Ilustración 10. Estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal en un sistema eléctrico de potencia



Fuente: Elaboración propia basado en Kundur et al. (2004).[59]

Ante la ocurrencia de la segunda Contingencia Sencilla, se identifica con mayor probabilidad un problema de estabilidad transitoria; sin embargo, no se descarta un problema de estabilidad de pequeña señal entre las partes norte y sur del SIN. Es posible que en la parte norte del SIN los rotores de las UCE tendieran a acelerarse e incrementar la frecuencia, mientras que los rotores de las UCE en el sur del SIN tendieran a frenarse y reducir el valor de la frecuencia.

El análisis de los datos de las PMU permitiría detectar el origen de las presuntas oscilaciones en el sistema; en principio pueden evaluarse las siguientes posibilidades:

1. La liberación de la falla podría haber tenido un retraso por causa de mala operación y/o incorrecta sintonización de los sistemas de protección y control en las instalaciones donde se originó el evento, provocando un problema de estabilidad transitoria. Para descartar esta posibilidad, es necesario corroborar las acciones de mantenimiento y sintonización más recientes de los sistemas de protección que actuaron en el evento.
2. Ante la liberación de la falla, los controles de las UCE (PSS y AVR) podrían haber presentado problemas por falta de sintonización adecuada, provocando un problema de estabilidad de pequeña señal. Para evaluar este escenario, es necesario corroborar las acciones de mantenimiento y sintonización más recientes de los controles de las UCE (PSS y AVR) afectadas por el evento.
3. La tercera posibilidad podría deberse a una combinación de las dos anteriores.

[59] P. Kundur et al. (2004). Definition and classification of power system stability. IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1387-1401. Disponible en: https://www.academia.edu/3738327/Stability_in_Power_Systems_Kundur

4. Un cuarto escenario podría presentarse mediante un problema de estabilidad transitoria, debido a la ocurrencia de la segunda Contingencia Sencilla, aun cuando el tiempo de la liberación de la falla haya sido correcta.

De acuerdo con lo anterior, los estudios eléctricos deben dirigirse para dar respuesta a las siguientes interrogantes y puntos:

1. Con la ocurrencia de la segunda Contingencia Sencilla y el nivel de transferencia de potencia del norte al sur en el SIN, ¿se reunieron las condiciones suficientes para tener el problema de estabilidad? (Enfocar el estudio de problemas de estabilidad transitoria o de pequeña señal).
2. ¿El tiempo de liberación de la segunda Contingencia Sencilla fue el correcto, no influyó en el problema de estabilidad transitoria o de pequeña señal?
3. ¿La apertura de las líneas de transmisión fue correcta por el problema de estabilidad o alguna apertura de las líneas de transmisión fue incorrecta, al tenerse una variación en la potencia, por la segunda Contingencia Sencilla?
4. Confirmar que no existió una separación eléctrica entre la parte norte y sur del SIN; es decir los rotores en la parte norte y sur del SIN provocaran distintas frecuencias.

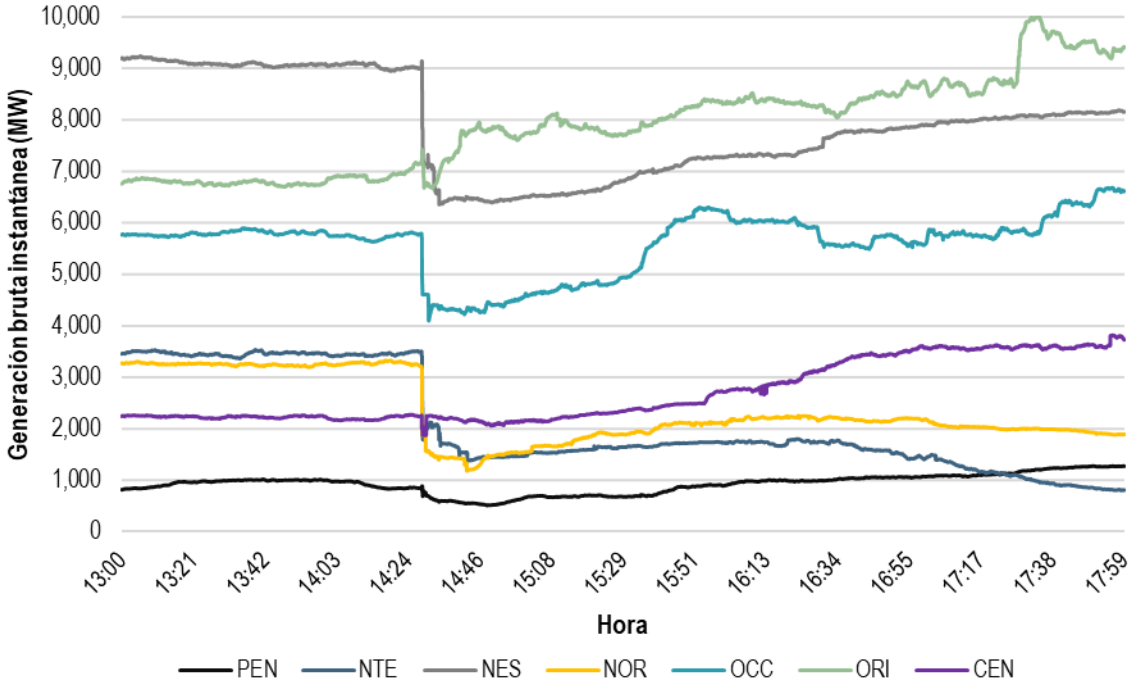
Salida de UCE durante el evento

Se detectó que posiblemente es necesario realizar mejoras en los ajustes de las protecciones de las UCE; lo anterior, una vez que se analizaron los datos históricos del tiempo real del CENACE, la estimación del cambio de frecuencia en el sistema, y a los tiempos en los que las UCE salieron de operación. En la Gráfica 68 y la Tabla 20 se observa que la tendencia de la generación bruta de cada GCR mostró una reducción en el instante de la falla.

En un tiempo estimado de 14 segundos (de las 14:28:50 h a las 14:29:04 h) se redujo la generación del sistema en 5,507 MW, principalmente por la salida de operación de UCE en las GCR NTE, NES y NOR. Además, 5 minutos con 56 segundos después (14:35.38 h) se alcanzó la máxima afectación a la generación bruta del sistema (7,714.4 MW), debido a la salida de UCE en las GCR mencionadas.

El total de la carga se restableció hasta las 16:12 h principalmente por el aumento de la generación HI proveniente de las GCR ORI y OCC. Adicionalmente, se requirió del aumento de generación con tecnología de arranque rápido, como las UCE TG.

Gráfica 68. Generación bruta medida del SIN por GCR de las 13:00 h a las 18:00 h



Fuente: Elaboración propia con base en datos del *PI System* del CENACE.

Tabla 20. Valores medidos de la generación bruta en el SIN por GCR y diferencias con casos de relevancia, 28 de diciembre de 2020

Concepto	Hora	PEN	NTE	NES	NOR	OCC	ORI	CEN
Valor antes de falla (MW)	14:28:50	882.3	3,419.1	9,137.4	3,159.9	5,689.3	7,221.5	2,027.2
Caso	**Hora**	**Diferencias con respecto al valor antes de falla (MW)**						
Primera generación afectada	14:29:04	129.3	1,585.8	1,337.0	1,244.0	1,082.7	52.3	75.9
Máxima generación afectada a nivel sistema	14:35:38	284.0	1,706.2	2,766.8	1,707.8	1,350.7	75.6	-176.7
Generación con carga restablecida	16:12:00	-108.1	1,671.4	1,816.5	926.2	-344.1	-1,172.9	-803.3

Fuente: Elaboración propia con base en el *PI System* del CENACE.

En el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red, Título 1. Requerimientos Técnicos de Interconexión de Centrales Eléctricas, sección 2 Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia, numeral 2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A, inciso a, subinciso IV, se establece que:

> *Los rangos de frecuencia y tiempo por evento en los que las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red serán definidos por el CENACE mediante sus esquemas de baja y alta frecuencia, los cuales respetarán los rangos especificados en la Tabla 21.*

Tabla 21. Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar en frecuencias diferentes al valor nominal, sin desconectarse de la red

Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional y Baja California	61.8 Hz = f < 62.4 Hz	15 minutos
	61.2 Hz = f < 61.8 Hz	30 minutos
	58.8 Hz = f < 61.2 Hz	Ilimitado
	58.2 Hz = f < 58.8 Hz	30 minutos
	57.0 Hz = f < 58.2 Hz	15 minutos
Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé	61.8 Hz = f < 63.0 Hz	15 minutos
	61.2 Hz = f < 61.8 Hz	30 minutos
	58.8 Hz = f < 61.2 Hz	Ilimitado
	58.2 Hz = f < 58.8 Hz s	30 minutos
	57.0 Hz = f < 58.2 Hz	15 minuto

Fuente: Tabla 2 del Título 1, sección 2, del Código de Red.

Si bien se presume que las oscilaciones ocurrieron desde los 58.79 Hz hasta los 61.82 Hz, los niveles nominales fueron recuperados en un tiempo menor a 15 minutos (del orden de los 7 minutos) por lo que las UCE debieron permanecer en línea, a menos que el CENACE hubiese ordenado su desconexión.

Además del tiempo mínimo de operación en el que debe permanecer interconectada una UCE ante un valor atípico de frecuencia, en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red, sección 2 Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia, numeral 2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A, inciso b, subincisos i y ii se establecen los rangos máximos de variación de frecuencia que debe soportar la UCE:

b. Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia:

i. Las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando ante razones de cambio de la frecuencia respecto al tiempo, de hasta 2.5 Hz/s para Centrales Eléctricas síncronas; y de 2.0 Hz/s para Centrales Eléctricas asíncronas. Para estas últimas, el requerimiento se podrá actualizar si se justifica mediante estudios técnicos, en términos de la seguridad del SEN, y en su caso, la CRE con apoyo del Comité de Confiabilidad establecerá un periodo transitorio para su implementación; y

ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, es económica y técnicamente factible operar ante razones de cambio de la frecuencia respecto al tiempo más amplias, éstas no deberán limitarse y podrán ser solicitadas por el CENACE para preservar o restablecer la seguridad del sistema.

Con base en lo anterior, se estimaron los tiempos, así como la generación perdida neta por tipo de tecnología de las unidades de generación que se desconectaron de todo el SIN a causa del disturbio y de los eventos consecuentes al mismo (en una ventana de tiempo aproximada de las 14:28:05 h a las 14:43:59 h). En la Tabla 22 se muestra que la principal pérdida de generación se concentró en la tecnología CC con 4,607.5 MW, seguida de las tecnologías FV y EO con 485 MW y 490 MW, respectivamente; en promedio, la pérdida individual de la generación fue de 1 minuto con

56 segundos. Cabe resaltar que en su mayoría las UCE que salieron de servicio fueron de reciente interconexión al SIN.

Dado el tiempo estimado de la salida de servicio de esta capacidad de generación, se requieren analizar los datos de las PMU para determinar si las CE mencionadas actuaron de conformidad con lo establecido en el Código de Red, y evaluar si es necesario un ajuste a sus controles o protecciones.

Tabla 22. Pérdida de generación estimada por indisponibilidades de UCE asociadas al disturbio, 28 de diciembre de 2020

GCR	Grupo de tecnológico de la Central a la que pertenece	Número de unidades de generación	Generación perdida estimada (MW)	Intervalo horario de la pérdida de generación		Promedio de tiempo de la pérdida de generación por unidad
				Hora mínima	Hora máxima	
NES	CC	5	1,170	14:28:30	14:35:04	00:03:17
NES	TG	2	187	14:28:58	14:29:00	00:00:02
NES	EO	1	340	14:31:04	14:34:25	00:03:21
NOR	TE	1	190	14:31:00	14:31:07	00:00:07
NOR	CC	8	1,540	14:28:42	14:43:59	00:03:07
NTE	CC	5	1,080	14:28:52	14:32:36	00:00:58
NTE	FV	1	260	14:28:52	14:29:32	00:00:40
OCC	CC	2	620	14:28:58	14:29:00	00:00:02
OCC	FV	1	225	14:28:41	14:30:49	00:02:08
ORI	CC	2	69.5	14:28:05	14:30:25	00:01:15
ORI	EO	1	150	14:29:04	14:30:00	00:00:56
PEN	CC	1	128	14:28:45	14:29:00	00:00:15
Total	**-**	**29**	**5,959.5**	**14:28:05**	**14:43:59**	**00:01:56**

Nota: La generación perdida estimada se coloca en MW dado que los valores son instantáneos, obtenidos del sistema de datos históricos del tiempo real del CENACE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del *PI System* del CENACE.

Efectos en el MTR

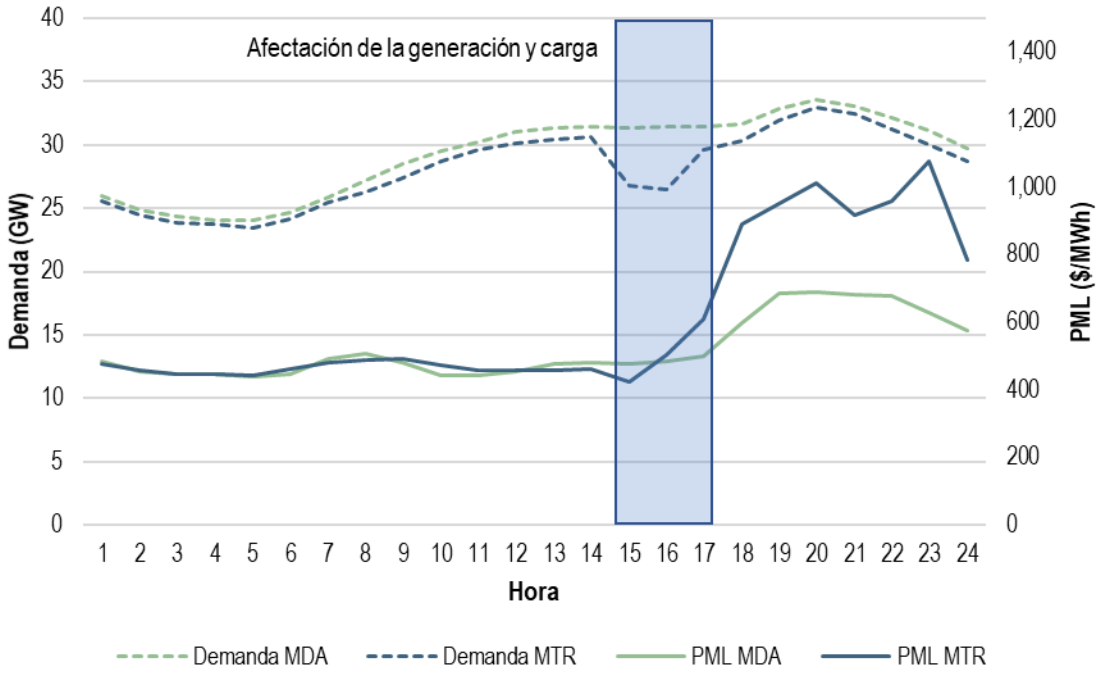
La salida no programada de las UCE durante el evento del 28 de diciembre de 2020 ocasionó una desconexión de carga durante la Operación en Tiempo Real. En el MTR esto se observó como una disminución en la demanda que fue ingresada a la simulación del MTR Ex – post, generando una diferencia de estructura en los PML (ver sección 3.6 MDA vs MTR).

En las Reglas del Mercado no existen mecanismos para ajustar los precios del mercado ante cortes de energía que se presentan a causa de una falla eléctrica debido a que no deben generar señales de escasez; en cambio, los cortes de energía ocasionados por déficit de capacidad de generación resultan en PML tope para dar la señal de escasez adecuada.

La demanda en el MTR fue menor para todo el Día de Operación teniendo las máximas diferencias a la hora 15, 16 y 17, justo en las horas de afectación de la carga, con diferencias del 14.7 %, 15.9 % y 5.6 %, respectivamente, en relación con el MDA (ver Gráfica 69).

Por otro lado, los PML registraron pocas diferencias de la hora 1 a la 14 (0.06 % en promedio); cuando se presentó el evento (hora 15) los PML del MTR disminuyeron con respecto al MDA en 11.59 % debido a que se consideró como una reducción de la demanda en la simulación del MTR Ex - post. A partir de la hora 16 los PML comenzaron a incrementarse en el MTR en promedio 38.2 % debido a la pérdida de energía de bajo costo, principalmente de UCE CC, como se mostrará más adelante.

Gráfica 69. PML y demanda MDA y MTR en el SIN, 28 de diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El valor de la carga (es decir, el producto de la demanda por el precio de la energía) en el MTR aumentó durante todo el día 14.1 % con respecto al registrado en el MDA ($369,980,193.6) dado el incremento de los PML en Tiempo Real. Sin embargo, los PML del MTR afectan el pago o retorno de las Entidades Responsables de Carga (ERC) en función a la diferencia entre las cantidades asignadas en el MDA y las registradas en Tiempo Real. Tomando como ejemplo la hora 15:

- La demanda registrada en MTR fue 4,625.1 MW menor a la asignada en el MDA, de manera que las ERC recibirán un retorno por esta diferencia.
- La diferencia anterior es pagada al PML del MTR ($423.3/MWh) el cual fue menor al del MDA ($478.8/MWh), por lo que disminuyó dicho retorno.
- Si el PML del MTR hubiese sido mayor, el retorno en este proceso de mercado hubiese sido superior (disminuyendo su cargo), dado su consumo menor en Tiempo Real.

Considerando lo anterior, el impacto económico puede ser cuantificado mediante el producto entre las diferencias de los PML y las diferencias entre las demandas de cada proceso. Para todo el Día de Operación, la carga presentó una disminución en su cargo de $1,905,172.9 principalmente por haber consumido una menor energía en el MTR con un PML más alto que el presentado en el MDA. Particularmente la suma de las horas 15, 16 y 17 alcanzó una disminución a la liquidación estimada de la carga de $51,717.4 a pesar de que la diferencia en el PML de la hora 15 haya sido

negativa, lo que provocó un aumento a la liquidación estimada de la carga de $256,722.8 en específico para dicha hora.

Tabla 23. Estimación del impacto económico del evento del 28 de diciembre en el MECP del SIN

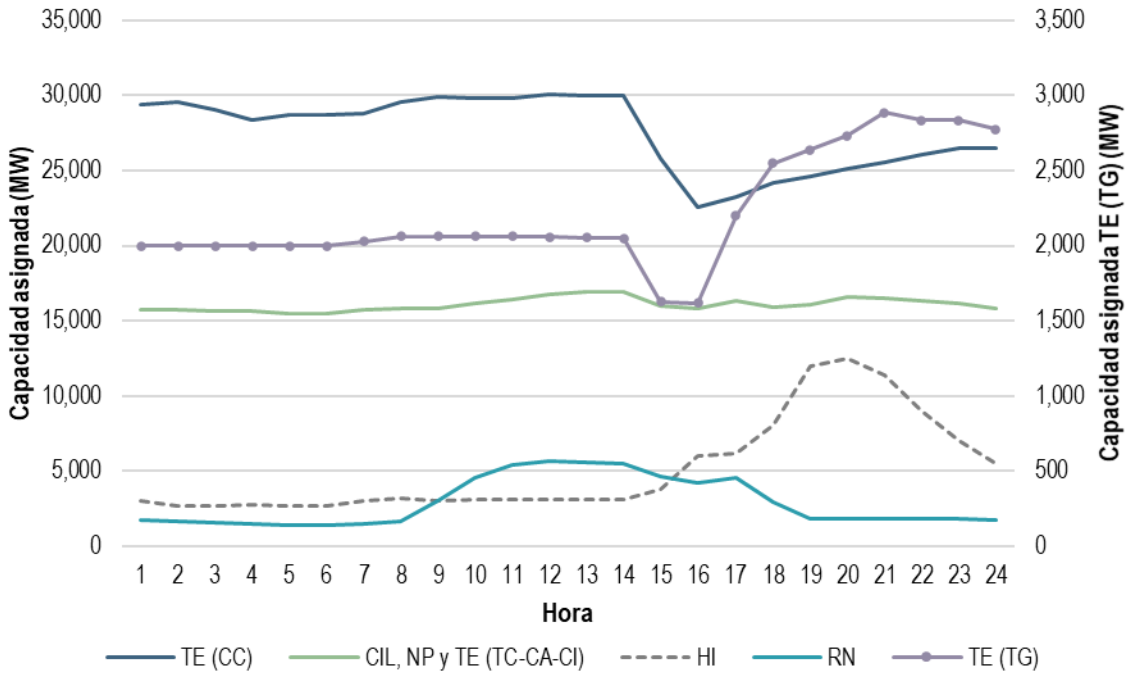
Hora	PML ($/MWh)		Demanda (MW)		Valor de la carga [PML]*[Demanda] ($)		Desviación [B-A] *[C-D] ($)
	MDA "A"	MTR "B"	MDA "C"	MTR "D"	MDA	MTR	
15	478.8	423.3	31,386.6	26,761.5	15,028,203.8	11,328,226.4	-256,722.8
16	483.6	505.7	31,456.0	26,462.5	15,211,223.4	13,382,755.7	110,617.3
17	498.3	610.5	31,416.8	29,654.3	15,655,175.9	18,105,358.1	197,822.9
Total, hora 15, 16, 17	-	-	**94,259.4**	**82,878.4**	**45,894,603.1**	**42,816,340.3**	**51,717.4**
Total, Día de Operación	-	-	**701,653.4**	**674,725.2**	**369,980,193.6**	**422,067,677.0**	**1,905,172.9**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El tipo de generación de las UCE CC fue la que presentó la mayor reducción no programada, su capacidad asignada descendió 7,379.9 MW desde la hora 14 a la 16 (ver Gráfica 70). El segundo tipo de generación con mayor reducción fue la RN, que registró una diferencia negativa de 1,529.9 MW con respecto a su pronóstico del MDA (5,742.1 MW). La menor reducción provino de la generación CIL, NP y la capacidad asignada TE (TC-CA-CI), que en conjunto se contrajo 1,036.6 MW en la hora 16 con respecto a la hora 14 (esta diferencia refleja el mayor cambio de su tendencia).

La salida no programada de la capacidad de generación asignada de las UCE CC y RN, fue compensada asignando una mayor capacidad de generación HI la cual fue en promedio 8,137.4 MW de la hora 15 a la 16, mientras que de la hora 1 a la 14 había presentado una asignación de capacidad promedio de 2,952.2 MW. Adicional a lo anterior, la capacidad de generación TG incrementó de 2,031.3 MW (hora 1 a 14) a 2,470.4 MW (hora 15 a 24).

Gráfica 70. Capacidad asignada por agrupaciones de tipo de Oferta de Venta de energía y Tecnología, MTR en el SIN, 28 de diciembre de 2020



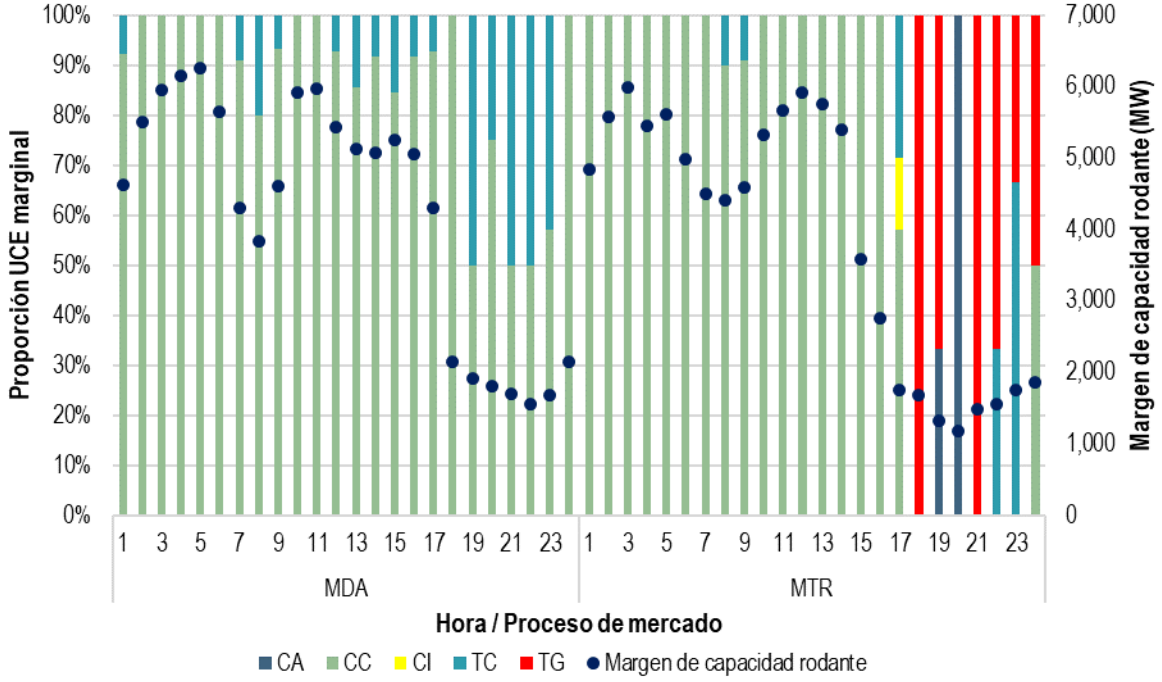
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El cambio en la capacidad de generación asignada involucró la salida no programada de generación de bajo costo (CC) y la asignación de UCE de alta flexibilidad operativa (HI) y de encendido rápido (TG) para mantener el balance entre la carga y la generación, las cuales son usualmente de mayor costo. A pesar de la reasignación realizada, el margen de capacidad rodante se redujo de 2,759.2 MW en el MDA a 1,896.4 MW en el MTR (promedio de la hora 15 a la 24).

Si bien el evento corresponde a la hora 15, y la afectación de carga se presentó de la hora 15 a la 17, la definición de PML en el MTR por UCE de mayores costos ocurrió desde la hora 17; lo anterior debido a que en la simulación del MTR Ex – post la afectación de carga fue registrada como una reducción a la demanda, permitiendo que UCE de menores costos (CC) definieran los PML.

Esta condición tuvo como efecto que los PML del MTR fueran definidos por tecnologías de mayor costo en las horas siguientes al evento (17 a 23) tal como se observa en la Gráfica 71. En promedio, de la hora 17 a 24 las UCE TG fueron las que marginaron con mayor proporción (52.1 %) seguido de las UCE CA (16.7 %), UCE TC (16.1 %), UCE CC (13.4 %) y UCE CI (1.8 %).

Gráfica 71. Proporción de UCE marginales y margen de capacidad rodante MDA y MTR en el SIN, 28 de diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Conclusiones

El 28 de diciembre de 2020, en el SIN salieron de operación dos líneas de transmisión de 400 Kv entre las subestaciones Lajas y Güémez, ubicadas en los estados de Nuevo León y Tamaulipas, respectivamente, con un minuto de diferencia entre ambos eventos; con la salida de la segunda línea, se presentó además la desconexión en cadena de alrededor de 9,262 MW de generación, lo que provocó una afectación de carda de 8,696 MW.

Si bien el tiempo entre la salida de la primera y segunda línea de transmisión (cerca de 1 minuto) fue insuficiente para que los operadores pudieran realizar ajustes (por lo que el evento puede ser considerado como una contingencia n-2), desde el punto de vista de estabilidad, fue suficientemente grande para presumir que, durante la primera salida de la línea de transmisión, el sistema no presentó oscilaciones de potencia. Sin embargo, se presume que durante la segunda salida de la línea de transmisión se presentaron oscilaciones de potencia. No obstante, esto debe ser confirmado con los estudios de las PMU, lo que también permitiría reconstruir la secuencia del evento con el fin de identificar las causas que lo originaron y proponer las mejoras que se requieran para mitigar el comportamiento dinámico del SIN ante este tipo de situaciones. Además, de forma preliminar se puede concluir que el SIN cumplió con el criterio de Confiabilidad n-1 desde el punto de vista de estabilidad; de considerarse una contingencia n-2, el Código de Red no establece que el sistema deba soportar un evento de esa naturaleza.

Los valores de frecuencia registrados por el *PI System* del CENACE se encuentran dentro del rango en que las UCE del sistema deberían mantenerse sincronizadas, por lo que su salida parece no estar justificada. No obstante, es posible que los PMU hayan registrado frecuencias más altas o bajas durante el evento. Se debe señalar que la mayor parte de la generación afectada es de reciente interconexión al SIN, principalmente UCE de CC que registró una pérdida de generación instantánea de 4,607.5 MW y seguida de UCE FV y EO con 485 MW y 490 MW respectivamente.

En el MTR, la pérdida de carga no representó un incremento en los PML dado que esta se debió a un fenómeno eléctrico y no a la insuficiencia de capacidad de generación; conforme a lo anterior, en la simulación del MTR ex – post la afectación de carga fue registrada como una reducción a la demanda. Por lo tanto, los PML resultantes del evento no deben interpretarse como señales de escasez ante esta condición, de acuerdo con la regulación vigente. Sin embargo, la salida no programada de generación de bajo costo (UCE CC) provocó el aumento de los PML después de la recuperación de la carga, reduciendo el monto estimado de la liquidación para la carga en $1,905,173 para todo el Día de Operación y en específico de $51,717.4 en las horas donde se presentó el evento (hora 15 a 17). Lo anterior debido a que los PML del MTR afectan la diferencia entre las cantidades asignadas en el MDA y las registradas en Tiempo Real. No obstante, el valor de la carga en el MTR incrementó 14.1 % con respecto al MDA ($369,980,193.6).

Recomendación

- El 28 de diciembre de 2020, en el SIN se presentó la salida de dos líneas de transmisión de 400 kV. Se presume que la salida de la segunda línea derivó en oscilaciones de potencia y la sucesiva desconexión no programada de 9,262 MW de generación y una afectación de carga de alrededor de los 8,696 MW. Con base en lo anterior se recomienda que la CRE solicite al CENACE un reporte que considere el análisis de toda la información disponible para el Operador (incluyendo, por ejemplo, los datos capturados por las PMU instalados en el SIN) y que recree la secuencia del evento mediante las herramientas de análisis eléctricos (principalmente estabilidad transitoria y de pequeña señal), con la finalidad de evaluar las protecciones involucradas con la salida de operación de las líneas de transmisión y de las UCE afectadas, así como poder plantear los ajustes necesarios para reducir los impactos ante la ocurrencia de otra Contingencia en los enlaces que fueron afectados (o cualquier otros enlace de similar configuración física y topología eléctrica), considerando por ejemplo, el diseño e implementación de EAR, ajustes en la protecciones, sintonización de los esquemas de control de los Estabilizadores de los Sistemas de Potencia y los Reguladores Automáticos de Voltaje (PSS y AVR por sus siglas en inglés), ajustes en los programas de mantenimiento, redefinición de los límites de transmisión, etc.

  En el análisis del evento, se recomienda identificar y en su caso, ajustar los siguientes parámetros:

  - Tiempo de liberación de las fallas en las líneas de transmisión entre las Subestaciones Lajas y Güémez.
  - Revisar las protecciones que operaron en la salida de servicio de las líneas de transmisión afectadas y en su caso ajustarlas.
  - Revisar, y en caso de ser necesario, reajustar las protecciones de baja y alta frecuencia de las UCE que salieron de servicio por dicha razón con el objetivo de observar si se dio cumplimento a lo establecido en el Código de Red;
  - Confirmar si existieron oscilaciones de potencia no amortiguadas; en caso afirmativo, identificar las UCE o grupo de UCE, para revisar y en caso de ser necesario, reajustar la sintonización de parámetros tanto de los Sistemas de Excitación, como de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia, en las UCE que se han identificado con problemas de bajo amortiguamiento.

2.2 SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

2.2.1 PANORAMA GENERAL DE LA EVOLUCIÓN Y DESEMPEÑO DEL BCA

El BCA es un sistema eléctrico aislado del SIN y del BCS que abarca geográficamente los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en Baja California y San Luis Rio Colorado en Sonora.[60] Este sistema comparte un enlace con el Sistema Eléctrico Vecino de California operado por el California ISO (CAISO), cuyo límite de transmisión es de 408 MW para flujos de importación y cuenta con 3,324.5 MW de capacidad neta. Es importante destacar la vulnerabilidad que prevalece en este sistema, dado que la capacidad local puede llegar a ser insuficiente para abastecer la demanda y reservas requeridas y, en consecuencia, se tengan impactos significativos en los PML. El BCA depende de las importaciones de energía y de la contratación de UCE bajo el esquema del Protocolo Correctivo en el periodo de mayor demanda, para atender los estándares de Confiabilidad del sistema.

En 2020 el PML promedio diario del BCA fue menor que el observado durante 2019; este disminuyó 8.8 % en el MDA y 32.8 % en el MTR con respecto al año previo. No obstante, en mayo, agosto y octubre se observaron incrementos importantes en los precios del MDA en comparación con los mismos meses de hace un año. El BCA registró las diferencias del PML entre el MTR y el MDA más grandes del SEN, donde los precios del MDA fueron consistentemente mayores a los del MTR.

El objetivo de esta sección es analizar los principales factores que influyeron en el comportamiento del PML en el BCA en ambos procesos de mercado. Los factores que se analizan como causas comunes del comportamiento de los PML en el MDA y el MTR en este sistema son: i) el margen de capacidad; ii) la demanda de energía eléctrica, iii) los cambios en la capacidad neta relacionados con la contratación de potencia mediante el Protocolo Correctivo (se incluyen los escenarios de déficit de capacidad del BCA considerando las condiciones actuales del sistema), iv) la indisponibilidad de energía; v) los cambios en los precios de las Ofertas de Venta ocasionados por la variación de los precios de los combustibles, y vi) las transacciones internacionales.

La sección incluye el análisis las diferencias entre el MDA y el MTR en el 2020 para identificar los factores adicionales que incidieron de manera específica sobre el PML del MTR. Las variables analizadas son: i) Ofertas de Venta marginales, ii) importaciones y energía inadvertida, y iii) el margen de capacidad.

2.2.1.1 PANORAMA GENERAL DE LOS PML EN EL MDA Y EL MTR

En el MDA el PML promedio diario del BCA descendió en 2020 en comparación con el año previo (ver Gráfica 72), en 2019 fue de $723.9/MWh, mientras que en 2020 fue de $660.1/MWh (una reducción promedio de 8.8 %). En mayo de 2020 se registró un incremento 57.9 % en los PML en comparación al año previo, y los PML máximos del sistema se alcanzaron en agosto, con un promedio de $1,737.5/MWh y un crecimiento anual de 82.3 %.

En el caso del MTR, la reducción en los PML fue aún mayor a la registrada en el MDA (-32.8 %), el PML promedio diario del MTR pasó de $628.8/MWh en 2019 a $422.4/MWh en 2020 (ver Gráfica 73). En mayo de 2020 se observó un incremento importante en los PML con respecto a los del mismo mes de 2019 (37.4 %), y en el PML promedio máximo fue de $750.0/MWh registrado en agosto, aunque no superó el nivel del PML promedio máximo en septiembre de 2019 ($1,296.2/MWh).

[60] Área Pública del Sistema de Información del Mercado (SIM) del CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/TopologiaRNT.aspx

El comportamiento de los PML a lo largo del año fue similar en ambos procesos, aunque el nivel de precios en el MDA se mantuvo por encima de los precios del MTR (en mayor magnitud durante la segunda mitad del año), lo que revela condiciones en el mercado que propician estas diferencias.

En el primer trimestre de 2020, la disminución de los PML en el MDA con respecto a ese trimestre de 2019 se debió a una mayor disponibilidad de energía (42 %) y a la disminución del precio del GN. La falta de flexibilidad operativa también contribuyó a la disminución del PML promedio, pues durante el 2020 la energía base alcanzó niveles mayores al 90 % con respecto a la demanda, lo que provocó excedentes de energía y, como consecuencia, que las exportaciones marginaran con precios negativos (ver sección 2.2.2.1).[61]

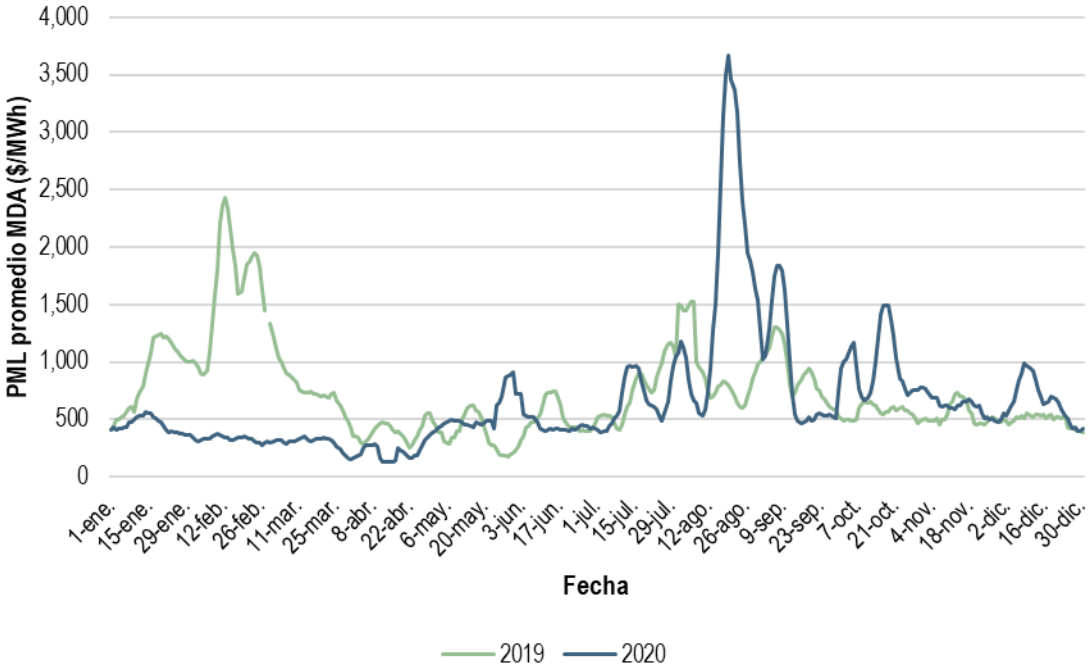
Durante el segundo trimestre de 2020, los PML continuaron siendo más bajos respecto al segundo trimestre de 2019 (excepto mayo), debido a que se generó energía de menor costo a partir de Ofertas de Venta con GN (combustible más barato para la generación de energía). En adición, aumentó la capacidad neta debido a la entrada en operación de cinco UCE de forma temporal bajo el esquema de Protocolo Correctivo (sumaron 236.7 MW para el periodo de mayo a junio de 2020). Por último, la disminución de los precios también se debió a que tanto las exportaciones como las importaciones de energía marginaron a precios más bajos. El incremento en los PML de mayo fue derivado del aumento en el precio del GN en dicho mes.

Durante el tercer trimestre de 2020, el PML promedio diario en el MDA del BCA incrementó 25 % en comparación con el mismo periodo de 2019; en agosto se alcanzaron los PML más altos del sistema, con un incremento del 82 % en comparación con los observados en ese mes del año previo. El aumento se debió en mayor medida al crecimiento de la demanda promedio diaria (8.4 % mayor en comparación con el mismo periodo del año previo). En este trimestre, el PML promedio diario en el MTR disminuyó 35.1 % en comparación con el mismo trimestre de 2019.

En el último trimestre de 2020, los PML promedio diarios fueron más altos en comparación con el mismo periodo del año previo, los precios fueron 40.8 % mayores en el MDA y 12.3 % en el MTR. El incremento más alto se observó en octubre (77.3 % en el MDA) derivado, principalmente, del aumento de la demanda de electricidad (18.4 %) y el precio del GN (14.2 %).

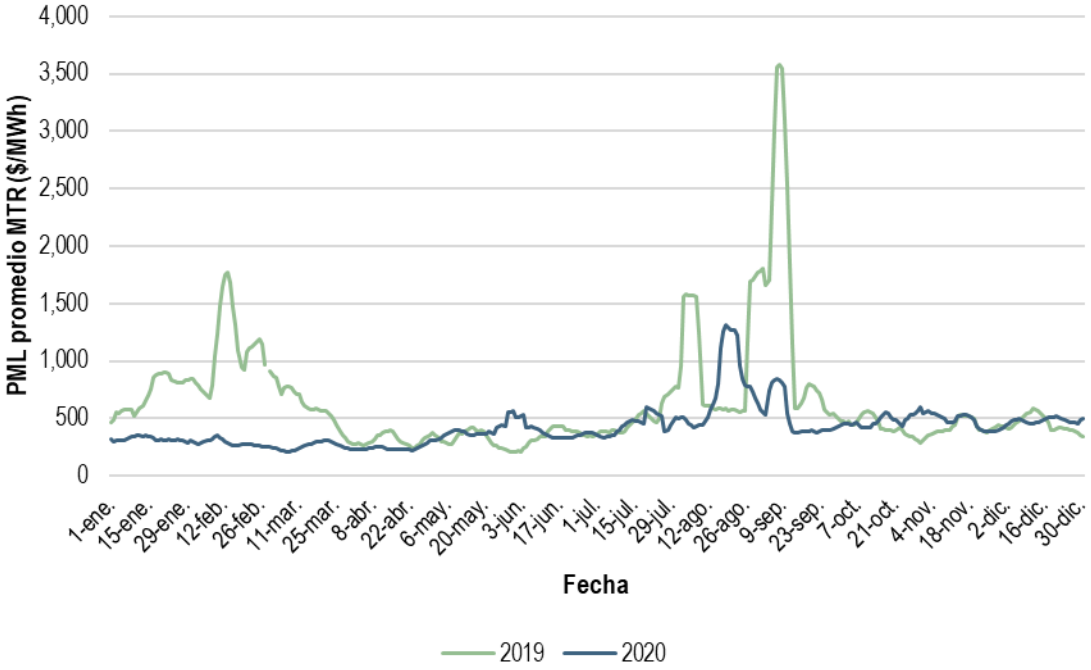
[61] Durante 2020, se presentaron 181 horas con precios negativos, mientras que en el 2019 únicamente hubo 96 horas.

Gráfica 72. PML promedio diario en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 73. PML promedio diario en el MTR del BCA, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

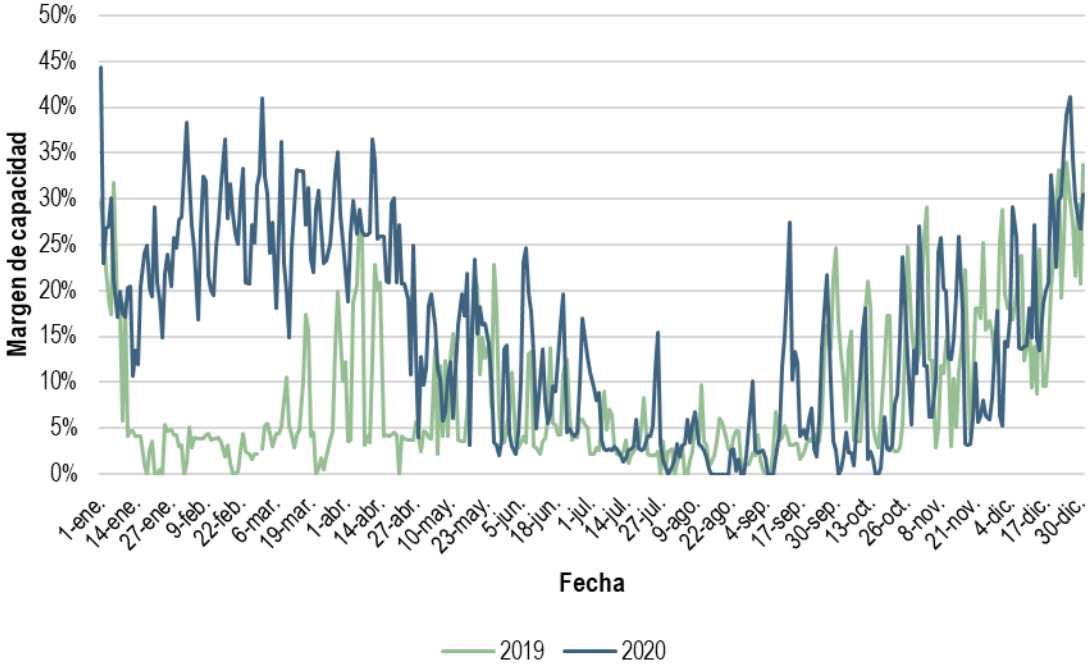
2.2.1.2 ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE CONTRIBUYERON EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PML EN EL MDA

MARGEN DE CAPACIDAD

Durante los primeros cuatro meses de 2020, el margen de capacidad después de reservas fue mayor en comparación con el mismo periodo de 2019 (ver Gráfica 74). A partir de mayo, el margen de capacidad disminuyó como resultado del aumento de la demanda de energía (a su vez, ocasionado por el aumento de la temperatura); a partir de noviembre se observa el incremento del margen de capacidad (impulsado por la disminución de la temperatura y, en consecuencia, de la demanda). Se debe destacar que de mayo a septiembre de 2020, el margen de capacidad se mantuvo a la par del nivel registrado en el mismo periodo de 2019, pese a la contratación de 389.5 MW de Potencia bajo el Protocolo Correctivo (242 MW más que en el 2019) y a las menores indisponibilidades de las centrales de generación, como se verá más adelante.

Una reducción en el margen de capacidad indica que hubo menor capacidad disponible en comparación con la demanda, por lo que se utilizaron UCE más caras y, en consecuencia, se esperaría que los PML aumentaran. Los PML bajos en los primeros cuatro meses de 2020 son reflejo de un margen de capacidad holgado (25 %); mientras que la reducción del margen de capacidad a partir de mayo va en línea con el aumento gradual en los PML en el BCA (ver Gráfica 72).

Gráfica 74. Margen de capacidad después de reservas en la hora de menor margen diario en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

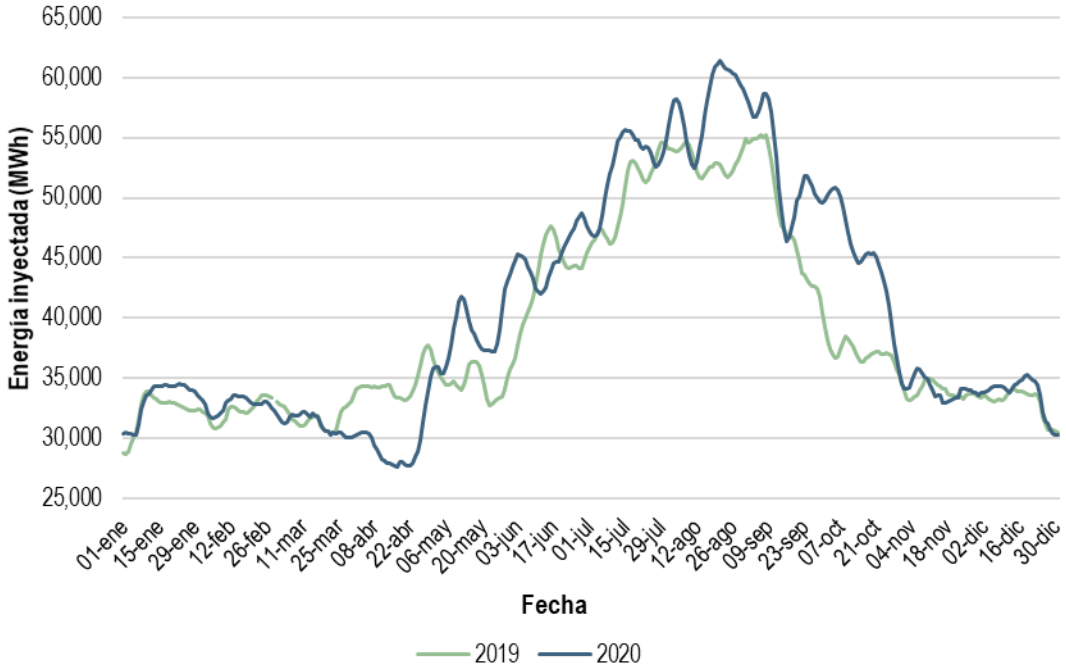
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía se analiza a partir de la energía inyectada al sistema. Durante enero y febrero de 2020 la demanda en el MDA aumentó en comparación con esos meses en 2019 (2.8 % y 4.3 %, respectivamente) y disminuyó en marzo y abril (-2.2 % y -13.7, respectivamente), debido a la disminución de la actividad económica como respuesta

a las medidas sanitarias para controlar la pandemia ocasionada por el virus COVID-19. Entre mayo y septiembre, la demanda promedio incrementó 8.1 % en comparación con ese periodo del año previo como consecuencia del aumento en la temperatura y la reapertura de las actividades económicas (ver Gráfica 75).

Si bien en octubre de 2020 el nivel de la demanda fue mayor en relación con el registrado el mismo mes de 2019, el último trimestre de 2020 la demanda de energía descendió en comparación con los meses anteriores; es decir, el promedio diario de la energía inyectada alcanzó los 49,612.3MWh de mayo a septiembre de 2020, mientras que al cierre del año promedió 36,938.6MWh.

Gráfica 75. Energía inyectada promedio diaria en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE

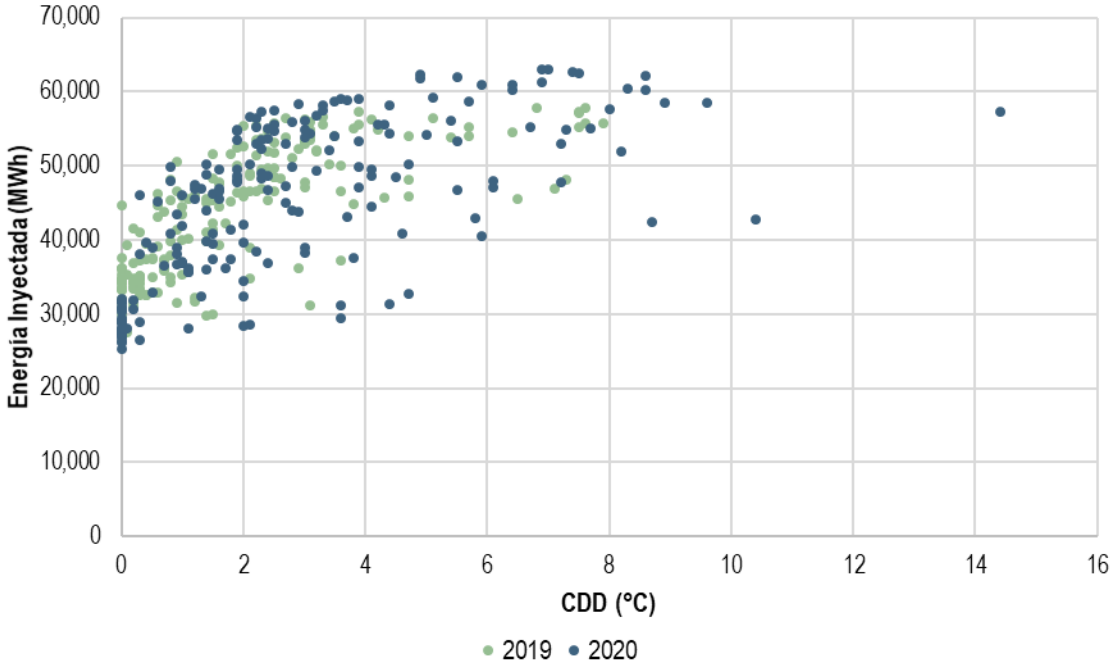
En la Gráfica 76 se aprecia que el crecimiento de la demanda durante primavera y verano estuvo correlacionado directamente con el incremento en la temperatura, derivado del mayor uso de aire acondicionado.

Los Grados/días de refrigeración (CDD, por sus siglas en inglés) son una medida diseñada para cuantificar la demanda de energía necesaria para enfriar un edificio.[62] Conforme a lo anterior, entre mayor sean los CDD, mayor es la demanda de energía para mantener las instalaciones a una temperatura de 18° centígrados. En cambio, los Grados/días de calefacción (HDD) son una medida diseñada para cuantificar la demanda de energía necesaria para calentar un edificio y mantener las instalaciones a una temperatura de 15.5° centígrados.

Los CDD aumentaron en primavera y verano en 135.4 % y 30.4 %, respectivamente en 2020 respecto al año previo, por lo que la demanda de energía fue mayor. Los coeficientes de correlación entre los CDD y la demanda fueron de 0.73 para el 2019 y 0.65 para el 2020.

[62] Para mayores detalles se puede consultar la fuente original de los datos. Disponibles en línea: http://www.degreedays.net/

Gráfica 76. Relación entre CDD y la energía inyectada en el BCA, primavera y verano de 2019 y 2020



Notas: Datos entre el 21 de marzo y 20 de septiembre de 2019 y 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en información de Weather Data for Energy Saving.

El mayor incremento anual de la demanda promedio diaria se observó en octubre de 2020, 18.4 % con respecto al mismo mes de 2019. El principal factor que explica el aumento de la demanda fue la disminución de la temperatura en el BCA (los HDD aumentaron 64.3 % entre 2020 y 2019), pues se requirió un mayor uso de aparatos de calefacción.

CAPACIDAD NETA E INDISPONIBILIDAD DE ENERGÍA

La capacidad neta del BCA fue similar entre 2019 y 2020, ya que no se contó con la integración de nuevas UCE. No obstante, si se toma en cuenta la Potencia contratada bajo el esquema del Protocolo Correctivo, la capacidad neta entre junio y septiembre fue 6.6 % mayor en 2020 con respecto al mismo periodo en 2019.

El Protocolo Correctivo es el mecanismo establecido en el cuarto párrafo de la LIE y expedido por la CRE para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia, mediante procedimientos expeditos para responder ante condiciones inminentes de racionamiento del suministro que puedan interrumpir el suministro de energía eléctrica a los usuarios del SEN.[63]

La aplicación del Protocolo Correctivo está sujeta a la acreditación del CENACE de alguna condición de emergencia que pongan en riesgo el suministro de la energía eléctrica, y que dicha condición no puede resolverse mediante los mecanismos de adquisición de Potencia, Energía y Productos Asociados previstos en las BME (Subastas y Subastas por Confiabilidad).[64] En adición, la SENER instruyó al CENACE suspender las subastas (incluyendo las Subastas por

[63] Acuerdo A/073/2015 emitido por la CRE.

[64] De conformidad con los artículos 12, fracción XXII, y 135 de la LIE.

Confiabilidad),[65] razón por la cual el único mecanismo viable para el CENACE fue la contratación de Potencia mediante la aplicación del Protocolo Correctivo.[66]

Entre el 27 de mayo y el 30 de septiembre de 2020, se adicionaron en el BCA 389.5 MW de capacidad neta, a través de la contratación de diez UCE mediante el Protocolo Correctivo, con la finalidad de prevenir cualquier condición de emergencia en el transcurso de la temporada de demanda alta (ver Tabla 24).

Tabla 24. UCE contratadas en el BCA bajo el esquema de Protocolo Correctivo, 2020

Clave Central	Fecha de alta	Tipo de tecnología	Capacidad neta
CE728	27-may.-20	TG	71.5
CE796	4-jun.-20	CI	30
CE788	7-jun.-20	CI	50
CE790	29-jun.-20	TG	56.8
CE792	29-jun.-20	TG	28.4
CE798	8-jul.-20	TG	30
CE800	22-jul.-20	TG	56.8
CE807	17-ago.-20	TG	19.5
CE807	17-ago.-20	TG	19.5
CE469	3-jul.-20	Importación	27
Total			**389.5**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En 2019 el CENACE contrató tres UCE bajo el Protocolo Correctivo (sumaron 144.5 MW de capacidad neta); en adición, se contrataron dos UCE móviles con capacidad de 18.9 MW y 19.9 MW, cada una. Por lo tanto, en 2019 se contó en total con 153 MW de Potencia y el término de vigencia fue el 30 de septiembre de 2019. En la Gráfica 77 se presenta la capacidad neta en el BCA, en la cual se perciben las adiciones de capacidad por la contratación de Potencia entre julio y septiembre de 2019 y mayo y septiembre de 2020.

El Manual de Protocolo Correctivo establece que las UCE contratadas bajo este esquema deben ser consideradas como firmes no-despachables,[67] y que durante la vigencia del contrato los vendedores deben enviar Ofertas de Programa Fijo que deben corresponder a las cantidades horarias de energías pactadas.[68] No obstante, se detectó que la UCE CE469 presentó Ofertas de Venta TE con precio y cantidad cero en el MDA; en adición, su generación se modeló como importaciones por Confiabilidad en el MTR, contraviniendo lo establecido en el Manual de Protocolo Correctivo. Lo anterior, pudo haber incrementado los PML del MDA (dado que no se consideró esta capacidad en las Ofertas de Venta).

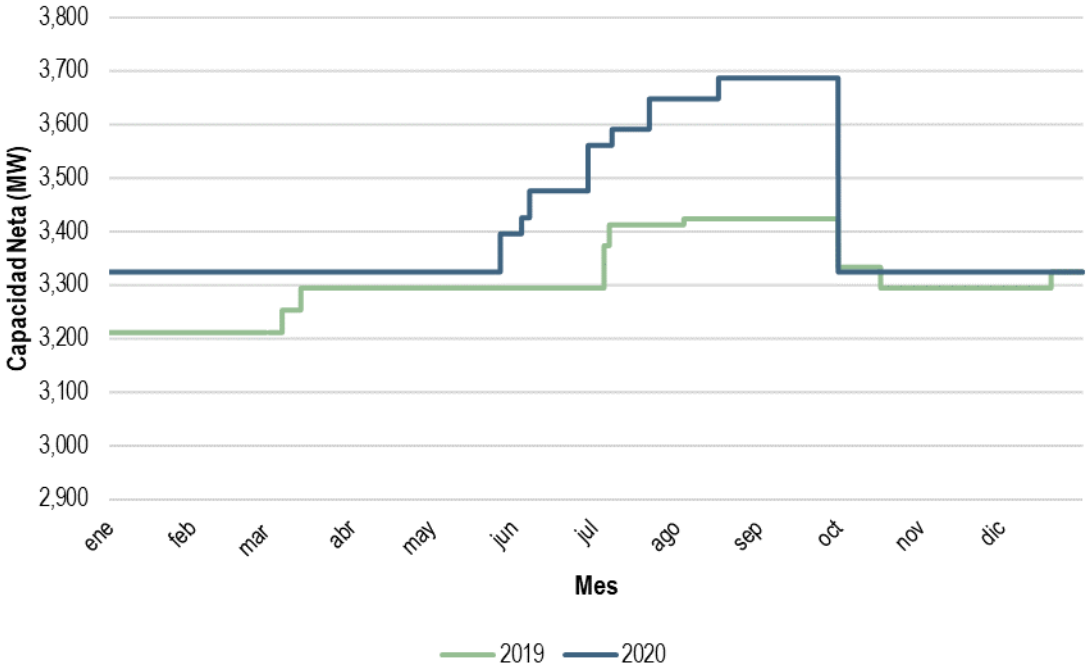
[65] Mediante el Oficio número SENER.100/2019/231.

[66] Penúltimo párrafo de artículo 135 de la LIE.

[67] El CENACE podrá modificar el programa de generación, únicamente por caso fortuito o fuerza mayor o ante eventos que impacten la Confiabilidad del SEN.

[68] Numerales 3.6.1 y 3.6.2 del Manual de Protocolo Correctivo.

Gráfica 77. Capacidad neta en el BCA, 2019 y 2020

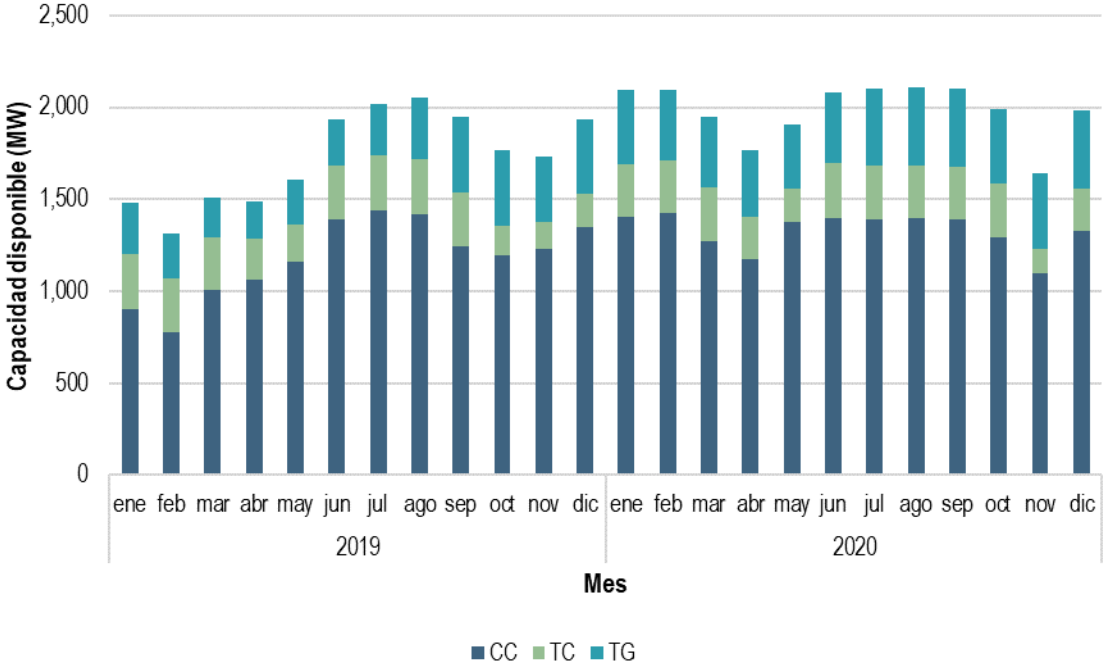


Notas: No se incluyen las ofertas de importación.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La mayor capacidad disponible se traduce en un aumento de la energía que los PM presentan a través de sus Ofertas de Venta, lo que contribuye a una disminución en los PML. Salvo en el mes de noviembre, en 2020 la capacidad disponible promedio horaria de las UCE con tipo de Oferta de Venta TE fue 14.8 % mayor con respecto al 2019 (ver Gráfica 78). El 67 % de la capacidad disponible en 2020 provino de UCE con tecnología CC, 20 % de UCE TG y el 13 % restante de UCE TC.

Lo anterior se explica por el incremento en la capacidad disponible de las UCE con tecnología TG y CC, del 31.3 % y 12.5 %, respectivamente, de un año a otro. De enero a abril de 2020, periodo en el que se registró la mayor caída en los PML, la capacidad disponible fue considerablemente mayor que en el mismo periodo de 2019 (37.1 %), mientras que de mayo a diciembre, periodo en el que los PML se incrementaron, fue mayor en sólo 6.3 %.

Gráfica 78. Capacidad disponible promedio horaria por tipo de tecnología de las Ofertas de Venta TE en el MDA en el BCA, 2019 y 2020

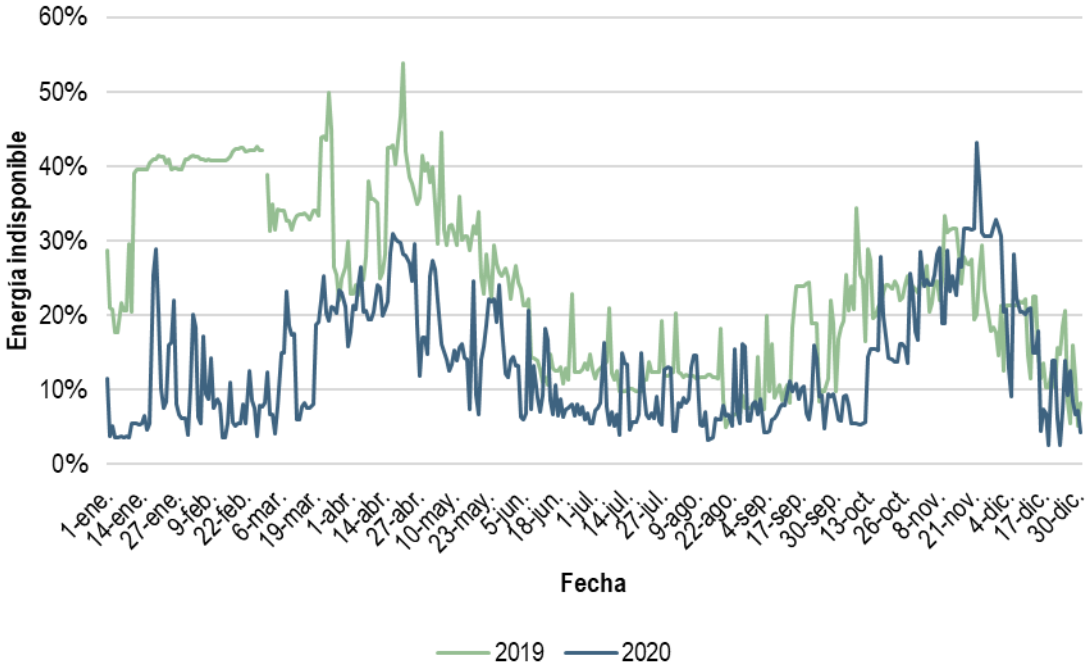


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El aumento de la capacidad disponible del BCA se explica por la reducción en la energía indisponible. Esta condición contribuyó a mantener un PML menor en la mayor parte de 2020 con respecto al 2019. La energía indisponible promedio durante 2019 fue de 24.2 %, mientras que durante 2020 fue sólo del 13.5 % (ver Gráfica 79).

La energía indisponible guardó una relación inversa con la demanda de energía, ya que al presentarse el menor nivel de demanda en el sistema, la proporción de energía indisponible promedio diaria fue 19 % en marzo y abril de 2020. En cambio, la energía indisponible promedio diaria descendió a 10.2 % entre mayo y septiembre, cuando se alcanzaron los niveles más altos de demanda de energía y se llevó a cabo la contratación de Potencia. Durante noviembre de 2020 se registró la mayor indisponibilidad de energía (28.6 %), lo que contribuyó al aumento de los PML en comparación con el mismo mes de 2019.

Gráfica 79. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. Se ilustra la evolución diaria de la energía indisponible que se reflejó en las Ofertas de Venta TE. El porcentaje de energía indisponible se calculó como la proporción de la suma del LDEMáx ofertado durante el mes respecto a la generación a capacidad máxima del mes (i.e. capacidad neta por el número de horas del mes).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Escenarios de déficit de capacidad

En el periodo de mayor demanda de energía en el BCA, la capacidad de generación es insuficiente para mantener el suministro a los usuarios finales, por lo que se requiere de las importaciones y de la contratación de UCE bajo el esquema de Protocolo Correctivo para mantener la Confiabilidad del sistema.

Con la finalidad de evaluar las condiciones de capacidad en el BCA, se construyeron escenarios considerando las condiciones en las que operó el BCA en el 2020 y con base en los criterios de operación del Código de Red, los cuales se resumen a continuación:

- El límite mínimo permisible (4 % de la demanda) de RO asociados al Estado Operativo de Emergencia en el BCA.
- La ocurrencia de la CSMS, correspondiente a la CE004 con capacidad neta de 324 MW.
- La adición de capacidad derivada de la contratación de UCE bajo el Protocolo Correctivo, de acuerdo con su fecha de alta.
- La capacidad absoluta de transferencia disponible de importación de los enlaces de interconexión con el CAISO: (i) 408 MW de enero a julio, y (ii) 600 MW en agosto y septiembre.

De conformidad con lo anterior, se diseñaron seis escenarios que evidencian la insuficiencia de capacidad de generación ante la ocurrencia de la demanda máxima del sistema en cada mes, los cuales se agruparon bajo dos criterios de Confiabilidad en términos de margen de capacidad:

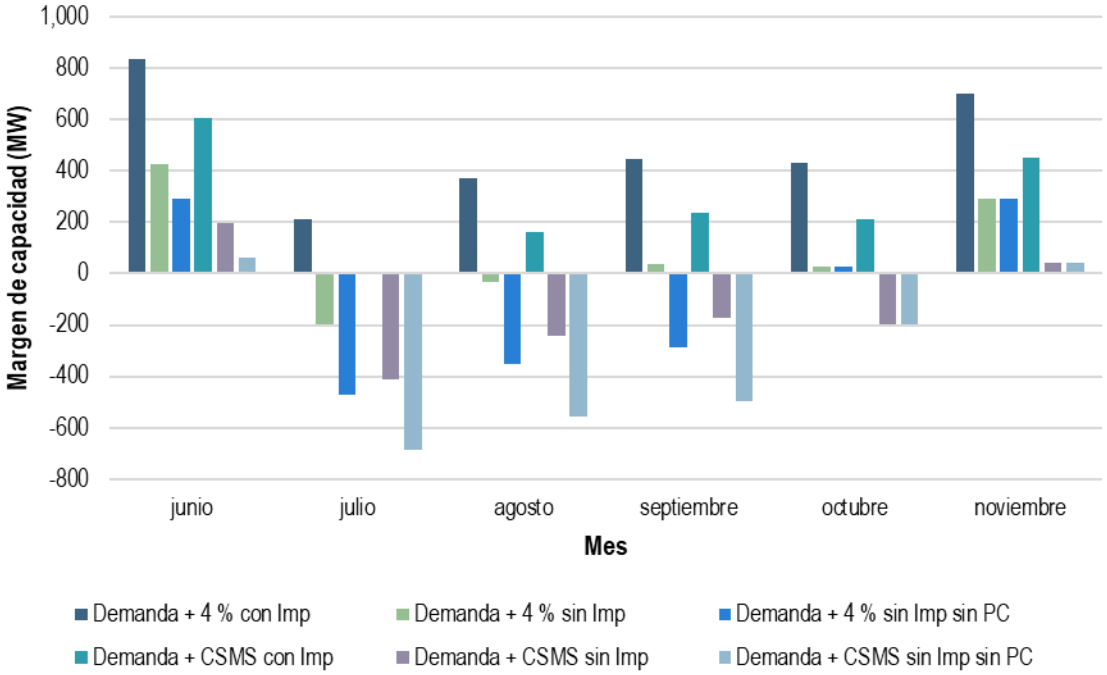
1. Criterio de RO < 4 % (cantidad mínima permisible en el Estado Operativo de Emergencia)

a. Capacidad ofertada total después de suministrar la demanda máxima del mes y el 4 % de RO.
b. Capacidad ofertada sin la capacidad del enlace de importación después de suministrar la demanda máxima del mes y el 4 % de RO.
c. Capacidad ofertada sin la capacidad del enlace de importación ni la capacidad contratada bajo el Protocolo Correctivo, después de suministrar la demanda máxima del mes y el 4 % de RO.

2. Criterio de CSMS (cantidad de capacidad adicional que debe tener el sistema para soportar la contingencia más grave)
   a. Capacidad ofertada total después de suministrar la demanda máxima del mes y atender la CSMS.
   b. Capacidad ofertada sin la capacidad del enlace de importación después de suministrar la demanda máxima del mes y atender la CSMS.
   c. Capacidad ofertada sin la capacidad del enlace de importación ni la capacidad contratada bajo el Protocolo Correctivo después de suministrar la demanda máxima del mes y la CSMS.

Los resultados que se presentan en la Gráfica 80 revelan que el BCA estuvo en condiciones críticas entre julio y octubre de 2020 (la estimación del resto de los meses no dio como resultado un déficit de capacidad). El déficit de capacidad máximo estimado fue de 685.4 MW en julio, en el escenario donde los recursos de generación locales serían insuficientes para cubrir una demanda máxima en Tiempo Real de 2,731.3 MW y la CSMS, en caso de que no se hubiera contratado la Potencia bajo el Protocolo Correctivo.

Gráfica 80. Escenarios de déficit de capacidad en el BCA, junio a noviembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

PRECIO DE LA OFERTA DE VENTA DE ENERGÍA

El precio promedio de las Ofertas de Venta de energía disminuyó durante el 2020 en comparación con el 2019 en todos los tipos de tecnología y combustible, así como la energía importada. El precio de las ofertas de importación hacia el BCA mostró una disminución de 46.9 %, a pesar de que el PML promedio de la energía en el CAISO aumentó 15 %.

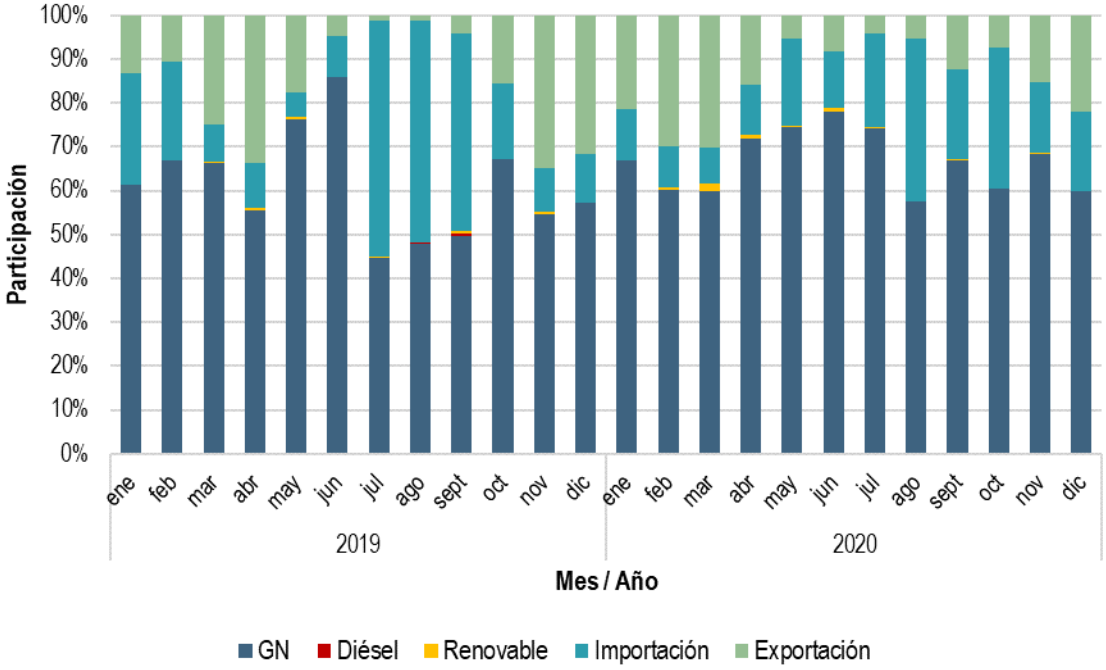
Tabla 25. Precio promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO por tipo de tecnología y combustible en el BCA, 2019 y 2020

Tecnología - Combustible	Precio promedio ($/MWh)		Variación (%)
	2019	2020	
TG - Diésel	6,158.6	6,054.8	-1.7
Importaciones	3,092.4	1,643.6	-46.9
TC- GN	741.0	713.8	-3.7
TG - GN	673.3	691.9	2.8
CC - GN	426.3	436.9	2.5

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El GN es el principal combustible utilizado para la generación de energía eléctrica en el BCA. Por lo tanto, las UCE que utilizan este combustible son las que marginan con mayor frecuencia, junto con las importaciones y exportaciones (ver Gráfica 81). Durante el 2020, las UCE que utilizan GN marginaron en promedio el 66.5 % de las veces.

Gráfica 81. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible o por transacción internacional, en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La disminución del precio de las Ofertas de Venta de las UCE con tecnología TC que utilizan GN se debió a la reducción del precio de dicho combustible (ver Gráfica 82). El precio del GN bajó 3.3 % en 2020 con respecto al 2019, la mayor caída en el precio ocurrió entre enero y abril (en promedio disminuyó 29.1 %), periodo en el que los PML registraron su mayor contracción. En cambio, en mayo, agosto y octubre, meses en los que se observó un mayor incremento en los PML de este sistema, el costo del combustible fue 9.7 %, 28.6 % y 13.9 % mayor, respetivamente, en comparación con los mismos meses de 2019.

El aumento del precio promedio del GN de mayo de 2019 ($44.2/MMBtu) a mayo de 2020 ($48.6/MMBtu) se debió a la disminución de la oferta de GN en Estados Unidos de América (EUA).[69] El aumento de agosto de 2019 ($43.7/MMBtu) a agosto de 2020 ($56.6/MMBtu) fue originado por tres factores: i) el incremento de 1.3 % del consumo de GN para generación de energía en EUA, ii) el aumento de las temperaturas (de 0 a 85 CDD) en la costa de EUA que da hacia el Golfo de México en la última semana de agosto, y iii) el crecimiento de 8 % de las exportaciones de GN de EUA a México.[70] A partir de octubre, el aumento del precio promedio del GN se originó por el crecimiento de la demanda de energía en EUA como consecuencia de la presencia de temperaturas más bajas, lo que incrementó el uso de sistemas de calefacción en los edificios.[71] El efecto del precio del GN en EUA sobre el precio de este combustible en México se debe a que: i) el precio del GN en México se calcula con base en el precio de EUA y ii) México importa GN de ese país.

Gráfica 82. Precios promedio del GN, 2019 y 2020

Notas: El precio promedio del GN representa el índice del precio del combustible que considera el costo del combustible y el costo variable de transporte del mismo, de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

TRANSACCIONES INTERNACIONALES

Las transacciones internacionales son un factor determinante de los PML en el BCA en los dos procesos de mercado. Las importaciones marginaron 18.3 % de las veces en el MDA en el 2020, aunque el volumen de energía importado disminuyó en 52.2 % con respecto al mismo periodo de 2019. Las exportaciones marginaron 14.7% de las veces con un volumen de energía exportada mayor en 17.8 % (ver Tabla 26).

[69] *U.S. Energy Information Administration (2020). Weekly Natural Gas Storage Report.* Disponible en: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2020/05_21/

[70] *U.S. Energy Information Administration (2020). Weekly Natural Gas Storage Report.* Disponible en: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/

[71] *U.S. Energy Information Administration (2020). Weekly Natural Gas Storage Report.* Disponible en: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/#tabs-storage-3

Tabla 26. Importaciones y exportaciones en el BCA, 2020

Mes	Importaciones			Exportaciones		
	2019 (MWh)	2020 (MWh)	Variación anual (%)	2019 (MWh)	2020 (MWh)	Variación anual (%)
Enero	68,407	10,571	-84.5	7,980	21,752	172.6
Febrero	91,790	7,251	-92.1	4,708	28,176	498.5
Marzo	24,163	7,714	-68.1	22,169	25,494	15.0
Abril	22,908	4,497	-80.4	25,826	50,770	96.6
Mayo	9,845	20,308	106.3	11,094	4,744	-57.2
Junio	17,199	15,181	-11.7	3,257	6,849	110.3
Julio	52,088	24,916	-52.2	1,090	2,846	161.1
Agosto	85,671	47,217	-44.9	907	3,569	293.5
Septiembre	57,419	17,983	-68.7	3,255	9,383	188.3
Octubre	7,923	31,597	298.8	9,764	5,215	-46.6
Noviembre	2,740	12,172	344.2	28,412	9,630	-66.1
Diciembre	6,789	14,156	108.5	38,275	16,267	-57.5
Total	**446,942**	**213,563**	**-52.2**	**156,737**	**184,695**	**17.8**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los PML del CAISO afectan los precios de las Ofertas de Venta para importación y de las Ofertas de Compra para exportación, pues los PM realizan arbitraje comercial para obtener ingresos de la diferencia de precios entre los dos sistemas eléctricos. De enero a marzo de 2020, los precios de energía en el CAISO cayeron en promedio 50.2 % con respecto al mismo trimestre de 2019, en cambio a partir de abril se mantuvieron por encima del nivel de precios registrado en 2019, con un crecimiento promedio de 54.5 % (con excepción de noviembre).

En agosto y octubre de 2020 se registraron los PML máximos del CAISO, con un promedio de $1,711.2/MWh y $1,640.5/MWh.[72] Los precios del CAISO fueron altos especialmente a la hora 19, que es la hora en que la tecnología FV deja de generar. Por lo tanto, el precio de las importaciones, y a su vez los PML, estuvieron influenciados por los altos precios de energía en el CAISO (ver Gráfica 83).

Las importaciones de energía disminuyeron debido a que el CAISO tomó medidas para garantizar que las exportaciones se limitaran a niveles físicamente factibles ante un escenario de falta de capacidad provocado por varios factores; por ejemplo: una alta demanda de electricidad a causa de las temperaturas extremas, la adecuación de los recursos de reservas, y la reducción de la capacidad de transmisión de importación desde el noroeste del Pacífico como resultado de una interrupción forzada relacionada con la temperatura, entre otros.[73]

[72] En el nodo del CAISO que conecta con el nodo nacional 07IVY-230, en donde se llevan a cabo las transacciones internacionales.

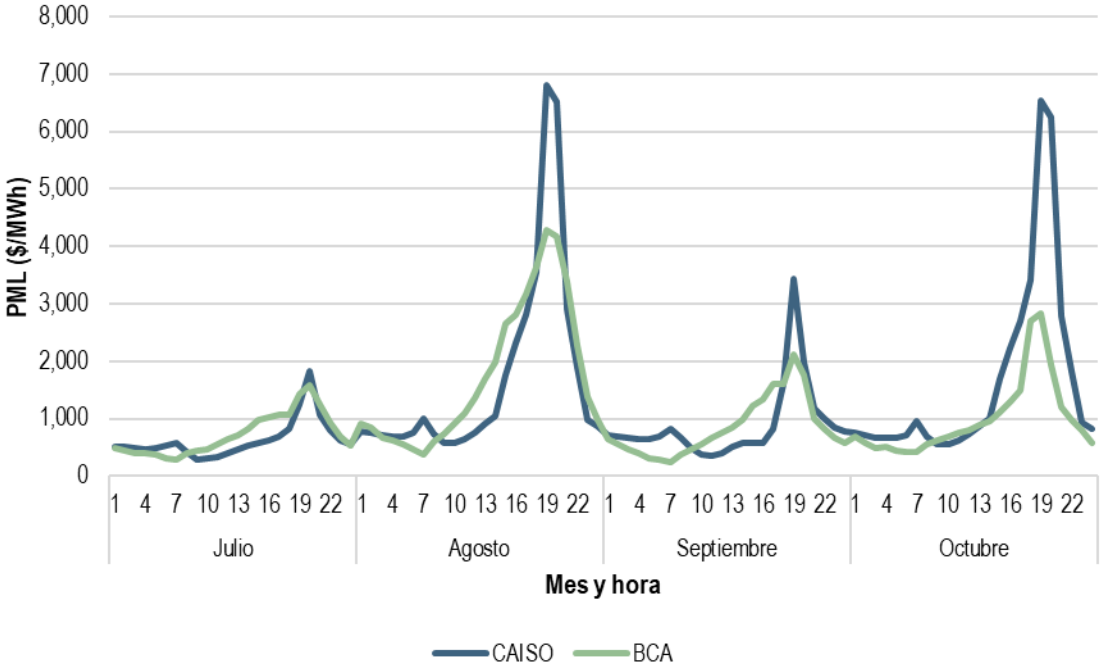
[73] Con información del monitor del mercado del CAISO, disponible en:
http://www.caiso.com/Documents/Presentation-Report-MarketConditions-Issues-Performance-August-September2020-Dec18-2020.pdf

Tabla 27. Precios promedio de importación y exportación en el BCA, 2020

Mes	2019 PML CAISO ($/MWh)	2019 PML BCA ($/MWh)	2019 Variación (%)	2020 PML CAISO ($/MWh)	2020 PML BCA ($/MWh)	2020 Variación (%)	Variación anual PML CAISO (%)	Variación anual PML BCA (%)
Enero	769.7	937.3	21.8	496.6	425.7	-14.3	-35.5	-54.6
Febrero	1,367.2	1,680.6	22.9	429.6	312.2	-27.3	-68.6	-81.4
Marzo	704.0	681.3	-3.2	489.2	264.2	-46.0	-30.5	-61.2
Abril	432.9	397.2	-8.3	458.7	230.4	-49.8	6.0	-42.0
Mayo	369.8	344.3	-6.9	416.5	564.2	35.5	12.6	63.9
Junio	466.5	506.6	8.6	499.1	439.7	-11.9	7.0	-13.2
Julio	606.9	781.2	28.7	633.8	722.8	14.0	4.4	-7.5
Agosto	649.5	790.4	21.7	1,711.2	1,735.4	1.4	163.5	119.6
Septiembre	704.2	821.3	16.6	878.3	845.4	-3.7	24.7	2.9
Octubre	641.9	548.6	-14.5	1,640.5	992.0	-39.5%	156%	81
Noviembre	731.6	513.5	-29.8	718.1	575.5	-19.9%	-2%	12
Diciembre	660.8	473.5	-28.3	764.4	632.3	-17.3%	16%	34
Total	**665.6**	**682.6**	**2.5**	**768.8**	**652.4**	**-15.1%**	**15%**	**-4**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 83. PML promedio en el CAISO y en el BCA (nodo 07IVY-230), julio a octubre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

2.2.1.3 ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE CONTRIBUYERON EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PML EN EL MTR

La diferencia en los precios entre el MDA y el MTR funge como un indicador para cuantificar las desviaciones entre el escenario de planeación y la operación en Tiempo Real. En este sentido, una brecha mayor es una muestra de

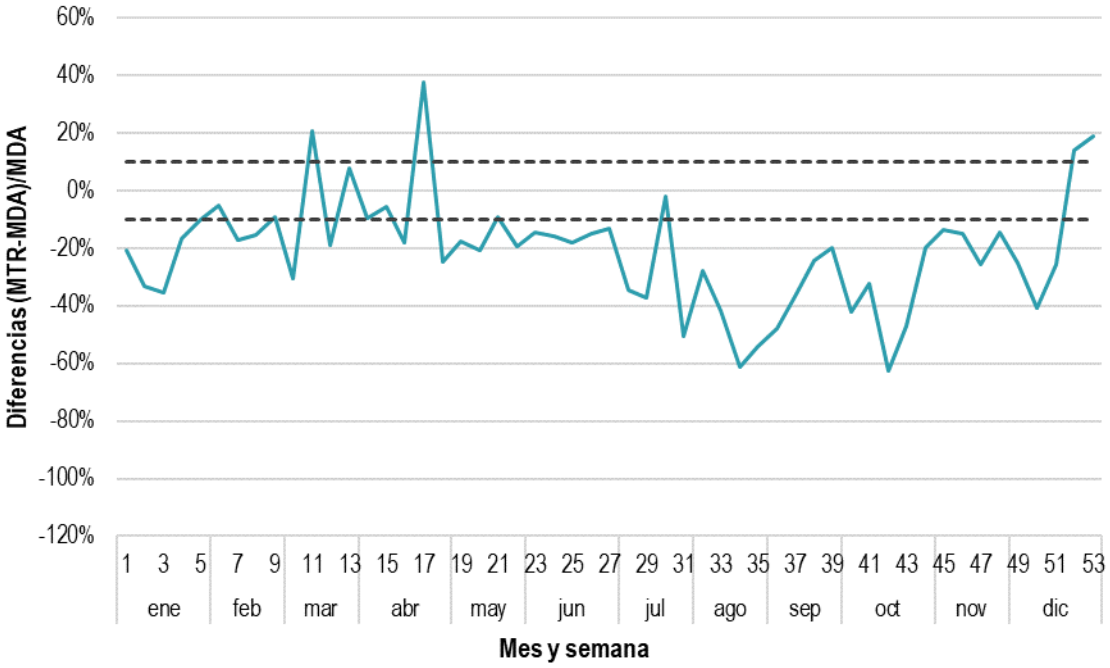
ineficiencias en el mercado, de forma contraria, entre menor sea la diferencia, menor es el número de soluciones subóptimas en Tiempo Real debido a las desviaciones con respecto al MDA.

La diferencia promedio semanal entre el PML del MTR y el PML del MDA en el BCA se mantuvo fuera del rango de referencia de +/-10.0 %[74] en 47 de las 53 semanas durante el 2020 (ver Gráfica 84), es decir, la brecha de los PML fue significativa en este sistema. El PML del MTR fue, en su mayoría, menor al registrado en el MDA en el 2020, con excepción de cinco semanas en las que la diferencia de precios fue positiva (en marzo, abril y diciembre).

La mayor diferencia entre los precios ocurrió en la semana 42, debido a que en el MDA en más del 50 % de las horas marginaron ofertas de importación y exportación, mientras que en el MTR marginaron UCE con tecnología CC. Asimismo, en el segundo semestre de 2020 la brecha promedio (-29.6 %) fue mayor en contraste con los primeros seis meses del año (-12.9 %), pues los PML en el MTR no aumentaron en la misma magnitud que los del MDA. Los principales factores identificados que provocaron la brecha entre los precios del MDA y del MTR fueron:

- Diferencia en el tratamiento de las importaciones y exportaciones entre ambos mercados;
- Aumento de la cantidad importada en la simulación del MTR Ex-post por importaciones de los CIL no contempladas en el MDA;
- Diferencias entre las cantidades asignadas de importación y exportación;
- Diferencias de la energía base (CIL, NP y RN), y
- Capacidad disponible.

Gráfica 84. Diferencia promedio semanal entre el PML del MDA y el PML del MTR en el BCA, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

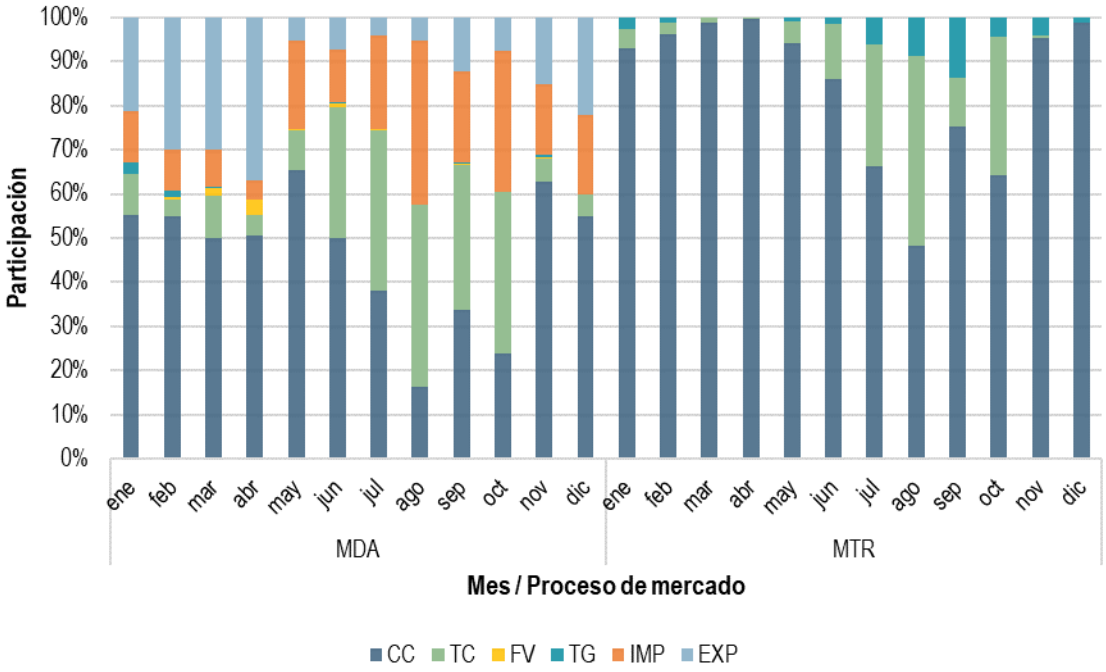
[74] El umbral de +/-10.0 % es un rango de referencia para identificar valores atípicos en las diferencias entre los PML del MDA y del MTR. Aunque este rango de referencia no es un indicador de eficiencia del mercado, su valor está asociado al nivel de madurez del mercado. Un mercado eficiente presenta diferencias entre los PML de ambos procesos de mercado debido a la naturaleza estocástica de las operaciones en Tiempo Real, las cuales están condicionadas por las características y restricciones físicas del sistema eléctrico. Cabe señalar que los mercados maduros tienden a mostrar menores diferencias entre los PML al contar con el desarrollo tecnológico, procedimientos y mecanismos que permiten que los procesos del mercado eléctrico operen de forma integrada.

DIFERENCIAS EN LAS OFERTAS DE VENTA MARGINALES

Durante 2020 las transacciones internacionales marginaron aproximadamente el 33.8 % de las horas en el MDA (ver Gráfica 85). De enero a abril las exportaciones marginaron en una proporción considerable con respecto a las importaciones, ya que al ser temporada de demanda baja, el BCA tiende a generar excedentes de energía que son exportados al CAISO. Posteriormente, el incremento de la demanda contribuyó a que también se incrementaran las importaciones, razón por la cual marginaron con mayor frecuencia que las exportaciones. De mayo a diciembre, las importaciones marginaron 22.1 % en promedio, mientras que las exportaciones solo lo hicieron el 9.9 % de las horas de estos meses. Es importante mencionar que, la participación con la que marginaron las importaciones en el MDA fue de 17.6 % con un precio promedio de $1,024.9/MWh en 2020.

Por otra parte, las transacciones internacionales no participan en la definición del precio en el MTR. Esto se debe a que las importaciones realizadas en Tiempo Real programadas en el MDA son consideradas como un flujo de generación fijo sin precio en la simulación del MTR Ex-post, por lo que empujan a la baja el PML al no marginar en este último proceso de mercado (ver sección 3.6). Por esta razón, las importaciones fueron desplazadas por las Ofertas de Venta que compiten con precio en el MTR y, por ende, originó que marginaran las UCE de menor costo (CC) en el 81.0 % de las horas, con un precio promedio de $375.5/MWh durante 2020. Esta condición, se reflejó en las divergencias de los PML entre el MDA y el MTR, pues las diferencias máximas registradas del 37.8 % (cuando el PML del MTR fue menor que el PML del MDA) en el periodo de julio a octubre, ocurrieron cuando las importaciones marginaron en mayor magnitud en el MDA (cuando sí pueden marginar).

Gráfica 85. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del BCA, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien el numeral 6.9.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones establece que los programas de importación y exportación asignados en el MDA se consideran fijos en el MTR, este no es explícito en el tratamiento que debe tener la oferta ($/MWh). Con base en lo anterior, estas ofertas se modelan en el MTR como inyecciones fijas sin precio, lo cual deprime el PML por no tomar en cuenta el precio de la oferta. El PML se define por una corrida de precios (MTR

Ex-post) que carece de lineamientos, por lo cual se puede mejorar la definición del PML permitiendo que las ofertas de importación y exportación marginen, manteniendo su oferta ($/MWh) en la corrida del MTR Ex-post (ver sección 3.6.3.3).

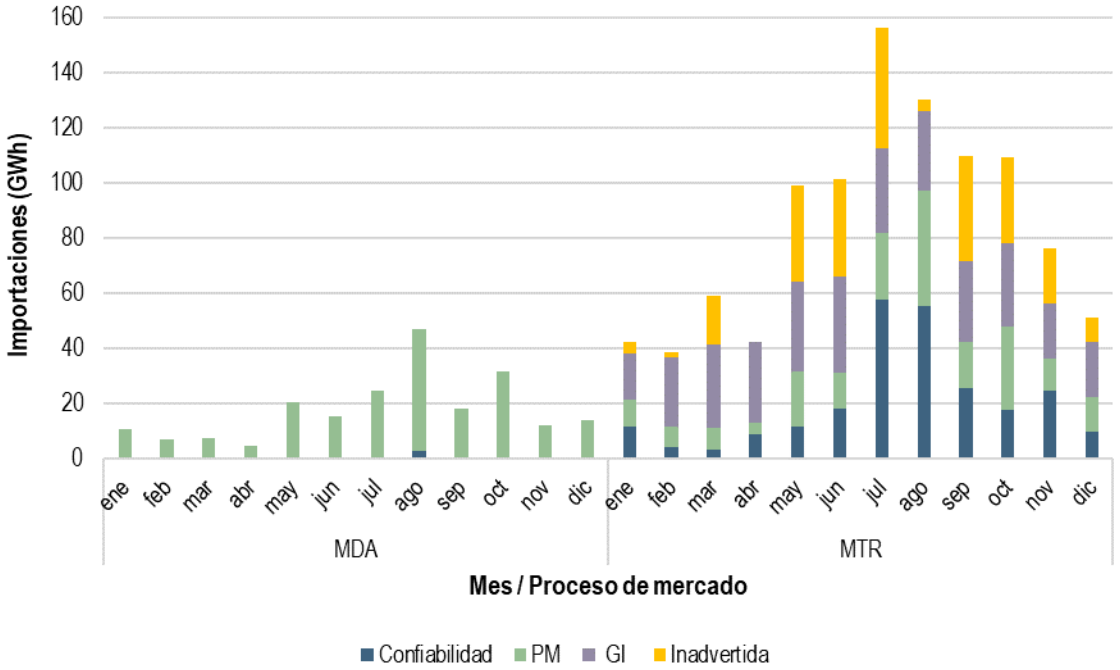
DIFERENCIAS EN LAS IMPORTACIONES DE LOS CIL Y LA ENERGÍA INADVERTIDA

Del conjunto de las importaciones realizadas, las programadas por los CIL tienen un alcance particular en la disminución de los PML en el MTR. De acuerdo con el numeral 6.7.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones, los programas de importación presentados por el GI no se consideran dentro del MDA, sino que se evalúan inmediatamente después de la conclusión de dicho proceso de mercado. En otras palabras, el GI modela su carga en el MDA y los programas de importación que le sean asignados se establecerán con base en los resultados del MDA y entrarán en el Tiempo Real como energía base (sin precio).

Por otra parte, la energía inadvertida es programada con el fin de compensar diariamente los desbalances reales de los intercambios que se reporten del SEN con el Sistema Eléctrico Vecino, esta condición es propia de la naturaleza de los sistemas eléctricos. La compensación del intercambio inadvertido se realiza mediante una importación o exportación, según corresponda. Para el caso de las importaciones, si éstas se programan antes del MDA, se reduciría la Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible (CTD) para el MEM y los CIL, de manera que solamente se programarían en Tiempo Real cuando exista CTD que no haya sido utilizada por los PM o los CIL.

Con base en lo anterior, las importaciones de los CIL y la energía inadvertida provocan un aumento de la oferta de energía sin precio en Tiempo Real y, en consecuencia, inciden en la reducción de los PML en el MTR. La Gráfica 86 corrobora que en el MDA predominaron las importaciones provenientes de los PM, cuyas ofertas marginaron el 17.6 % en 2020 y, a su vez, esta situación provocó que el PML en el MDA fuera superior la mayor parte del tiempo (ver Gráfica 84). Por el contrario, en el MTR la mayor proporción de la energía importada provino del GI (37.8 %), en segundo lugar, por Confiabilidad (22.3 %) y, por último, de la energía inadvertida (21.1 %). El principal efecto de este evento fue la contracción del PML en el MTR en comparación con el MDA, ya que, aparte de considerar las importaciones de los PM como energía base, se le sumó aquella que no se encontraba programada en el MDA (GI e inadvertida).

Gráfica 86. Energía importada por tipo en el MDA y MTR del BCA, 2020



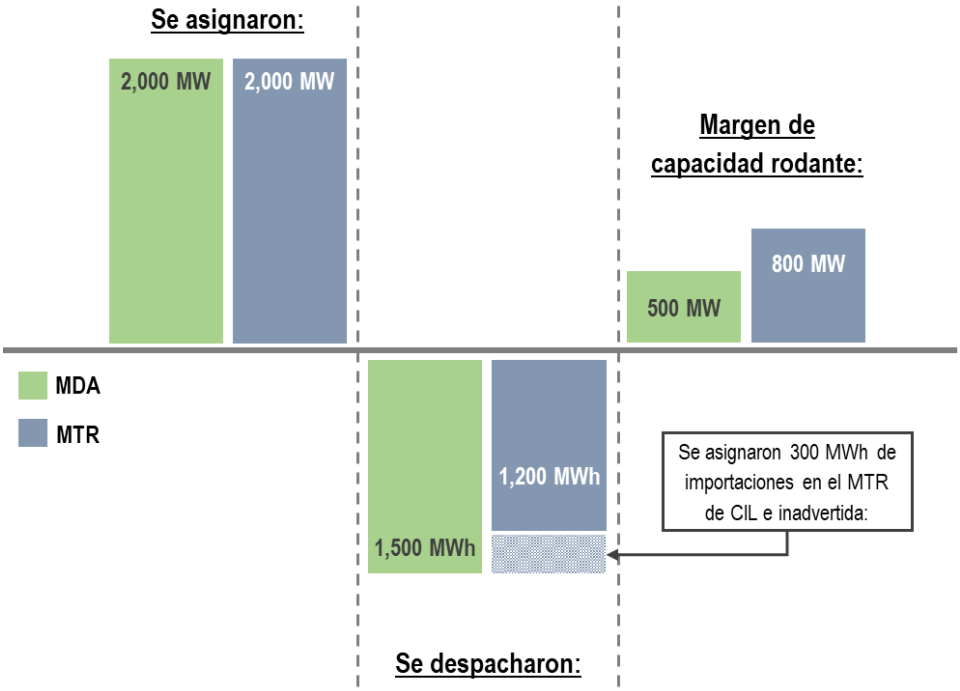
Notas: La energía inadvertida se estimó como la diferencia entre las importaciones de la simulación del MTR Ex-post y las correspondientes al Tiempo Real.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Otro de los efectos que ocasiona el tratamiento de las importaciones, principalmente de los CIL y energía inadvertida en la simulación del MTR Ex-post, es el aumento del margen de capacidad rodante[75] en relación con el del MDA. Esto es derivado por el desplazamiento del despacho de las UCE que ya se habían asignado en el MDA, por las importaciones consideradas como flujo fijo sin precio en la simulación del MTR Ex-post. En otras palabras, un margen de capacidad rodante mayor al requerimiento de RR indica una mayor capacidad asignada de la que necesita el sistema para la operación confiable, lo cual tiene como efecto una contracción de los precios al presentar una sobreoferta de generación (ver sección 4.2).

Con el fin de explicar el párrafo anterior, en la Ilustración 11 se expone el siguiente ejemplo: si en una hora de operación del MDA se asignaron cinco UCE con un total de 2,000 MW y se despacharon 1,500 MWh, se cuenta con un margen de capacidad rodante de 500 MW. Ahora bien, si en el MTR se contabilizaron un total de 300 MWh de importaciones provenientes de los CIL, por confiabilidad e inadvertida; el despacho ahora sería de 1,200 MWh y el margen de capacidad rodante de 800 MW, dado que las importaciones en la simulación del MTR Ex-post estarían trasladando hacia el margen de capacidad rodante parte del despacho contemplado en el MDA.

[75] El margen de capacidad rodante es calculado como la diferencia entre la suma de capacidad de las UCE asignadas y el despacho de las mismas. En otras palabras, se refiere a la capacidad adicional disponible después de satisfacer la demanda sin necesidad de asignar más UCE.

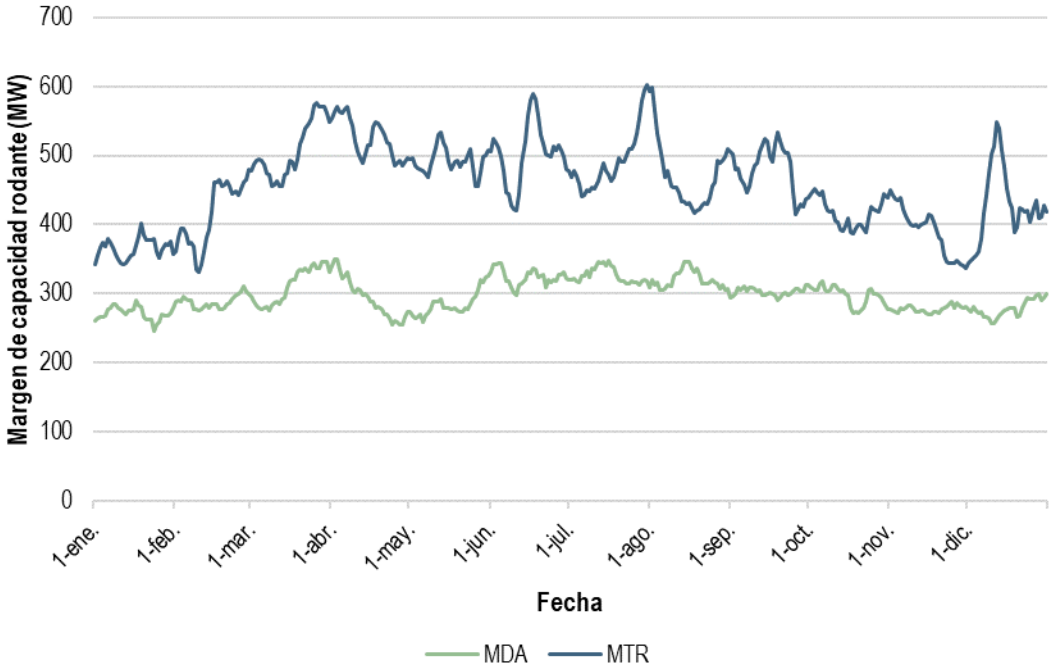
Ilustración 11. Ejemplo de asignación y despacho en el MDA y el MTR



Fuente: Elaboración propia.

Durante 2020 el margen de capacidad rodante en el MTR se ubicó por encima del MDA en 33.0 % promedio (ver Gráfica 87). Entre enero y febrero, el margen de capacidad rodante del MTR excedió al del MDA en 27.2 %, debido a que fue el periodo en el que se estimaron los valores mínimos de las importaciones. En cambio, para julio y agosto, la brecha se elevó en 4.5 puntos porcentuales (31.7 %) como resultado del aumento de las importaciones en la simulación del MTR Ex-post, principalmente las relacionadas al GI y a la energía inadvertida.

Gráfica 87 Margen de capacidad rodante en el MDA y MTR del BCA, 2020

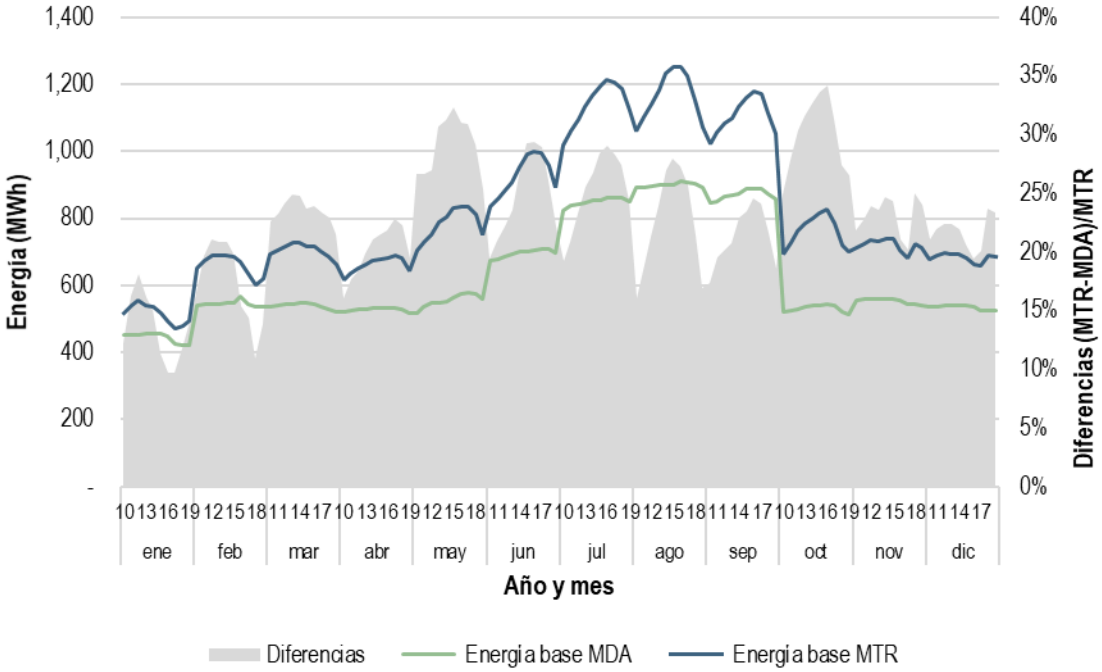


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Conviene recordar que las importaciones realizadas en Tiempo Real son evaluadas en la simulación del MTR Ex-post como energía base sin precio. La Gráfica 88 muestra la energía base para ambos procesos de mercado en las horas en donde se reportó una mayor cantidad de energía importada (de la hora 10 a la 19). A partir de mayo de 2020, las diferencias entre el MTR y el MDA comenzaron a elevarse, tanto de la energía base como de los PML, además este periodo coincidió con los meses en donde la cantidad de las importaciones fue abundante y marginó en el sistema con mayor frecuencia en el MDA, lo que deprimió el PML en el MTR.

Cabe señalar que para octubre de 2020, la energía base cayó en 39.3 % en el MDA y 34.0 % en el MTR, con respecto a septiembre, como consecuencia de la salida de nueve UCE cuya capacidad neta total fue de 362.5 MW. La salida de dichas UCE se dio al finalizar los contratos presentados en el Protocolo Correctivo.

Gráfica 88 Energía base en el MDA y el MTR del BCA, 2020



Notas: La energía base se calculó como la sumatoria de CIL+NP+RN para el MDA y CIL+NP+RN+Importaciones en el MTR, para las horas en donde se reportó una mayor cantidad de energía importada (de la hora 10 a la 19).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DIFERENCIAS EN EL MARGEN DE CAPACIDAD

El margen de capacidad[76] es otro de los elementos que permite analizar las variaciones del PML tanto en el MDA como en el MTR en el BCA, ya que al contar con una mayor cantidad de energía disponible conlleva a PML más bajos, siempre y cuando esta energía disponible se encuentre asociada a UCE con tecnologías de menor costo.

El margen de capacidad promedio diario para el MTR durante 2020 excedió al del MDA en 11.3 %. En el primer trimestre se reportaron diferencias entre ambos procesos de mercado del 4.4 %. En el periodo de mayor demanda, el margen de capacidad se contrajo tanto en el MDA como en el MTR con una diferencia promedio de 10.5 %; en cambio para el último trimestre la brecha presentó los valores mínimos del 2.3 % en promedio diario (ver Gráfica 89).

El margen de capacidad del MTR fue superior en contraste con el MDA la mayor parte del tiempo lo que incidió para que el nivel de los PML del MTR se mantuviera por debajo del nivel observado en el MDA, en el transcurso de 2020.

[76] El margen de capacidad es la energía total que se tiene disponible en el sistema después de cubrir la demanda, sin importar si determinadas UCE fueron despachadas o no, y se calcula como la diferencia entre la Oferta total (CIL+ NP+RN+IMP+LDEMáx de las UCE con tipo de Oferta de Venta TE) y la demanda.

Gráfica 89. Margen de capacidad en MDA y el MTR del BCA, 2020

Notas: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

2.2.1.4 CONCLUSIONES

Durante los primeros cuatro meses de 2020, el aumento del margen de capacidad mínimo diario con respecto al 2019 se vio reflejado en la disminución de los PML. El mayor margen de capacidad de enero a abril de 2020 fue debido a una mayor disponibilidad de energía con respecto al mismo periodo de 2019.

A partir de agosto, los precios de la energía en el MDA aumentaron de forma constante en el BCA y el margen de capacidad disminuyó (hasta registrar valores mínimos de 0.0 % en agosto) y se equiparó con el nivel de 2019, pues a pesar de que hubo menor energía indisponible (17.8 % en 2019 y 14.4 % en 2020), y se llevó a cabo contratación de Potencia bajo el esquema de Protocolo Correctivo (153 MW en 2019 y 389.5 MW en 2020), la demanda incrementó en 9.6 % con respecto al mismo periodo de 2019, explicado en gran medida por el aumento en la temperatura.

Los PML máximos del MDA registrados en mayo, agosto y octubre de 2020 (mayores en 57.9 %, 82.3 % y 77.3 %, respectivamente en comparación con los mismos meses de 2019), se explica principalmente por tres razones: i) un aumento en el precio del GN (9.7 % en mayo, 28.6 % en agosto y 13.9 % en octubre), pues las UCE que utilizan este tipo de combustible marginaron durante el 66.5 % de las veces en 2020; ii) el aumento del precio de las importaciones derivado del aumento del precio de la energía en el CAISO de 2020 con respecto a 2019 (12.6 % en mayo, 163.5 % en agosto y 156.0 % en octubre), y iii) una mayor demanda (12.8 % en mayo, 8.4 % en agosto y 18.4 % en octubre).

El PML promedio diario del MTR de 2020 fue inferior al del MDA en promedio un 21.1 %. Esta situación se explica por el modelado que tienen las importaciones en la simulación del MTR Ex-post, pues éstas son evaluadas en dicho mercado como un programa de generación fijo sin precio, lo que provocó que en el MTR marginaran UCE con un menor costo (CC) en el 81.0 % de las horas con un PML promedio de $375.5/MWh, mientras que en el MDA las importaciones marginaron 17.6 % de las horas con un PML promedio de $1,024.9/MWh.

Para la simulación del MTR Ex-post, además de las importaciones programadas en el MDA por los PM como energía base, se le sumaron las del GI y de la energía inadvertida, ya que, por su condición, éstas sólo pueden ser tomadas en el MTR. Lo anterior causó que la energía base creciera. Adicionalmente, las importaciones en el MTR aumentaron el margen de capacidad rodante como consecuencia del desplazamiento sobre una proporción del despacho de las UCE ya asignadas en el MDA. Estas condiciones contribuyeron a que el PML del MTR se mantuviera por debajo del nivel del PML del MDA de forma consistente a lo largo de 2020.

2.2.1.5 RECOMENDACIONES

- El proceso actual por el cual son modeladas las importaciones en el MDA y en el MTR difieren entre sí, ya que para el caso del MDA las importaciones son programadas con Oferta de Venta económica y pueden marginar en el mercado. En cambio, en el MTR las importaciones son evaluadas como un flujo fijo sin precio conforme al numeral 6.9.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones. Sin embargo, el PML se define por una corrida de precios (MTR Ex-post) que carece de lineamientos. Actualmente el MTR Ex-post no toma en cuenta el precio de la oferta ($/MWh), lo cual imposibilita que éstas puedan marginar. Ese evento tiene como consecuencia que las importaciones en el MTR, dada su condición, depriman el PML y se genere una diferencia de precios significativa entre el MDA y el MTR. Se recomienda que el CENACE incluya el precio ofertado desde el MDA en el software de MTR-Ex post para las ofertas de importación en el MTR.
- De acuerdo con el numeral 6.7.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones, los programas de importación que representa el GI no son considerados dentro del MDA, sino que únicamente se modela su carga asociada. Por otro lado, en el MTR los programas de importación son tomados como inyecciones de energía fija sin precio. Esta condición provoca que las importaciones en el MTR desplacen una proporción del despacho de las UCE que ya habían sido asignadas en el MDA, además de contribuir a la divergencia de precios entre ambos mercados. En este sentido, se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo donde participe el CENACE y el MIM para discutir y evaluar de qué manera las transacciones internacionales del GI deban ser programadas en el MDA.

2.2.2 EVENTOS RELEVANTES DEL BCA

2.2.2.1 PRECIOS NEGATIVOS E INFLEXIBILIDAD OPERATIVA DEL BCA

En 2020 ocurrieron 797 horas con PML menores que el precio de la Oferta de Venta de energía TE de menor precio disponible en el MDA del BCA, mientras que en 2019 fueron 511 horas. En ambos casos se presentaron condiciones de excedentes de energía, lo que derivó en PML bajos.

Los excedentes de energía se refieren a la diferencia en una o varias horas del Día de Operación entre: (i) la suma de la energía base (Ofertas de Venta CIL, NP y RN y de las UCE asignadas en sus LDEMín)[77] y de las UCE asignadas por encima de sus LDEMín para proveer RREG,[78] y (ii) la demanda de energía. El objeto de estudio para este análisis son las diferencias positivas (excedentes), aunque estas también pueden asumir valores negativos (cuando la suma de la energía base y la energía para proveer RREG es menor a la demanda de energía).

El objetivo de esta sección es analizar los factores que contribuyen a la incidencia de excedentes de energía que pueden provocar PML bajos o negativos en el BCA. El análisis tiene la siguiente estructura: i) se describe la relación entre los excedentes de energía y los PML bajos o negativos; ii) se estudian las variables que contribuyen a la

[77] EFM debido a la inflexibilidad operativa de las UCE para reducir su generación por debajo de su LDEMín.

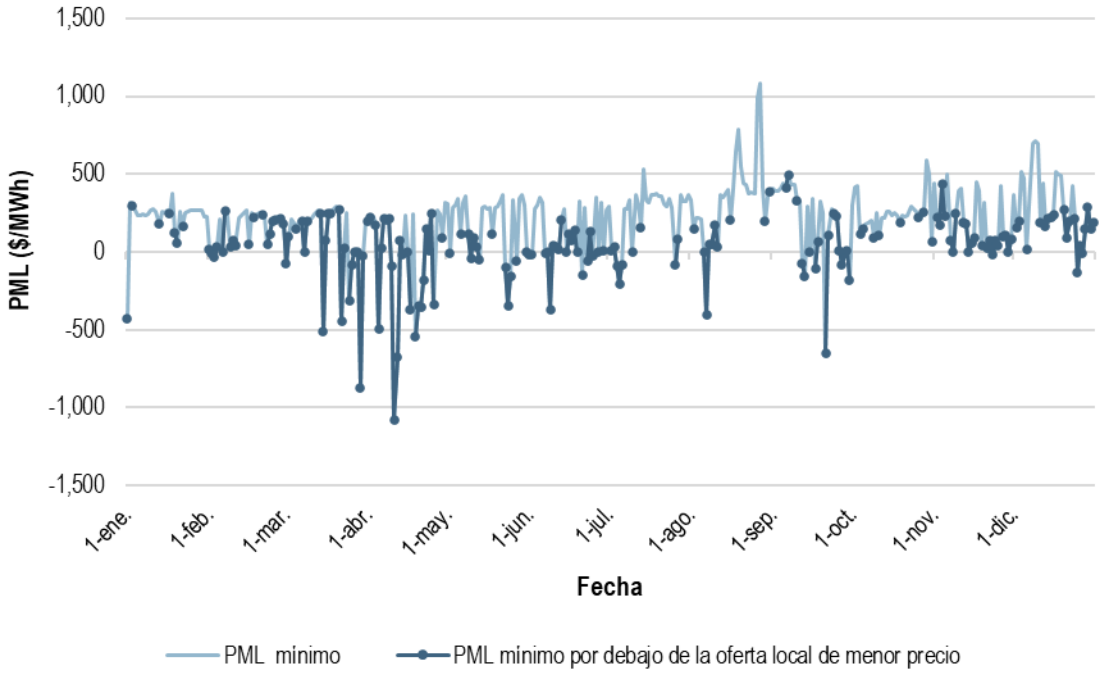
[78] Se refiere a la diferencia entre la solución de potencia y el LDEMín, la cual también se considera EFM. El precio de la oferta incremental de la UCE no fija PML, puesto que su despacho es para asegurar el requerimiento de RREG.

incidencia de excedentes de energía mediante la implementación de modelos econométricos, y iii) se presenta la caracterización de la flexibilidad operativa del BCA en términos de tiempos mínimos de paro y de operación y LDEMín.

RELACIÓN ENTRE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA Y PML BAJOS

En 2020 se observaron 797 horas en 187 Días de Operación con PML bajos en el BCA, es decir, PML promedio menores que la Oferta de Venta TE de menor precio disponible en ese sistema,[79] lo cual puede considerarse como una condición atípica en el MECP. La Gráfica 90 muestra la evolución del PML mínimo diario en el MDA del BCA. En 234 horas de operación se presentaron PML promedio iguales o menores que $0/MWh.

Gráfica 90. PML mínimo diario en el MDA del BCA, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE

Los PML bajos se deben a la existencia de excedentes de energía, que a su vez se explica por la inflexibilidad operativa de las UCE con Ofertas de Venta doméstica. La existencia de excedentes provoca que las ofertas de exportaciones (Ofertas de Compra) u Ofertas de Venta RN con precio cero determinen el PML, frecuentemente con precios bajos o incluso negativos.

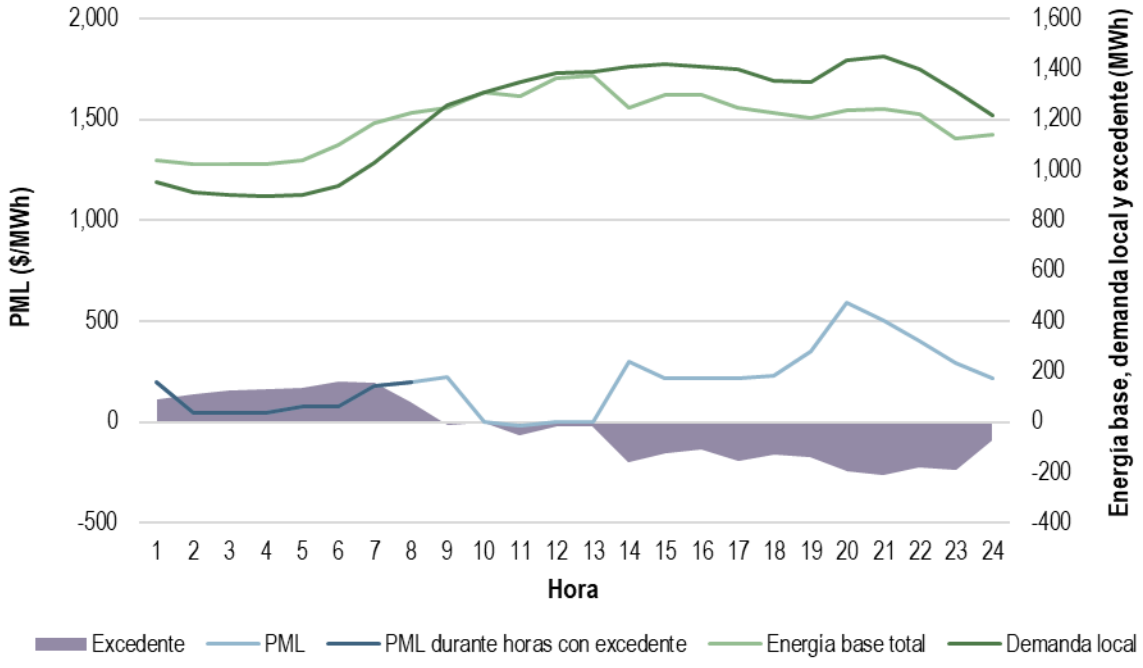
Cuando la energía base y la energía asignada para cubrir el requerimiento de la RREG es mayor a la demanda local, se entiende que el sistema presentó excedentes de energía. La energía base debe ser despachada y, dado que la demanda local no es suficiente para consumirla, es necesario que se asignen exportaciones independientemente del precio ofertado. Si bien las Ofertas de Venta RN (con precio cero) no deben despacharse forzosamente, para el objetivo de este análisis, que es estudiar los PML bajos y negativos, estas ofertas se contabilizan en la energía base. Se verificó que frente a la ocurrencia de PML negativos, no se asignaron Ofertas de Venta RN.

[79] El precio más bajo con una oferta con solución de potencia menor que su LDEMáx, de tal forma que la UCE pueda entregar 1 MW adicional y determinar el PML.

La Gráfica 91 muestra la energía base, la demanda local, los excedentes de energía y el PML promedio para el 30 de marzo de 2020. En este Día de Operación se presentaron 12 horas con PML bajos. De la hora 1 a la hora 8, cuando la diferencia entre la energía base más RREG y la demanda local fue positiva, es decir, cuando se presentaron excedentes de energía, el nivel de los PML se mantuvo por debajo de $199/MWh, que fue el precio más bajo de una Oferta de Venta local disponible. Entre la hora 10 y la hora 13, cuando los valores entre la energía base más RREG y la demanda local fueron muy cercanos, los PML fueron menores o iguales a $0/MWh. En este día, los PML marginaron en todo el sistema, debido a las siguientes causas:

- Entre la hora 2 y la hora 7 hubo excedentes de energía, por lo que se debieron asignar exportaciones para consumir la energía base que no consumió la demanda local.
- En las horas 10, 12 y 13 la generación con Oferta de Venta RN determinó el precio con $0/MWh, también por los niveles altos de energía base respecto de la demanda. En consecuencia, se asignó la energía RN sólo necesaria para cubrir la demanda y las pérdidas del sistema.
- En la hora 11, marginó una Oferta de importación en mérito con precio de -$21/MWh. En esta hora se redujo a 0 MWh la generación de Oferta de Venta RN por estar fuera de mérito.
- No se presentó saturación en ningún enlace del sistema a lo largo del Día de Operación.

Gráfica 91. PML promedio, energía base y demanda local, 30 de marzo de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

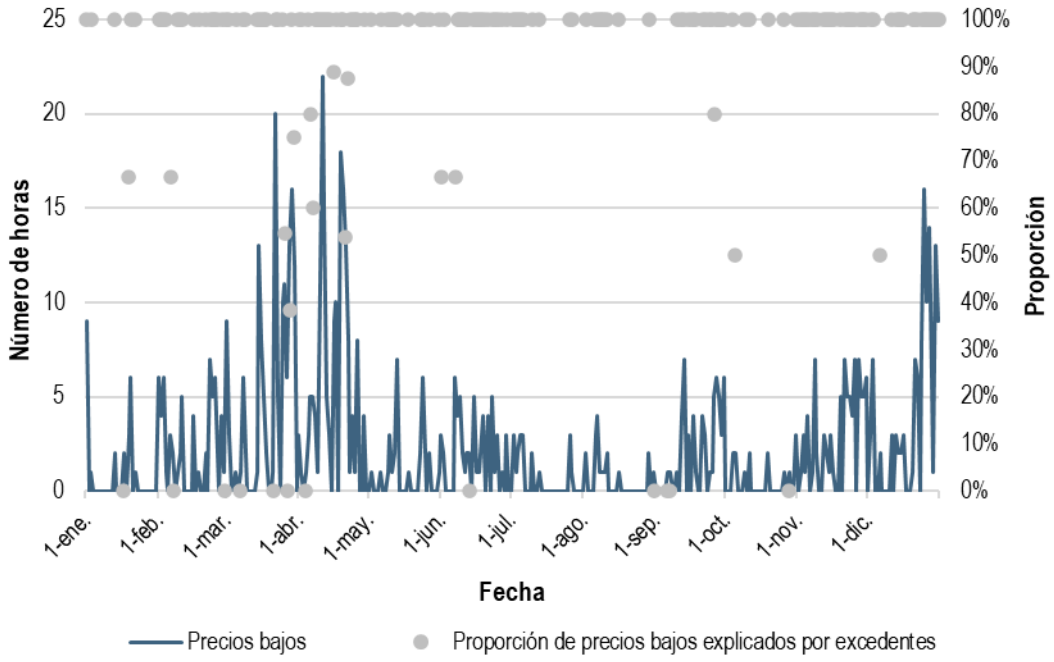
La Gráfica 92 muestra el número de horas con precios bajos por Día de Operación en 2020. Se consideran PML bajos a los que están por debajo del precio la Oferta de Venta TE disponible en el BCA con menor precio, de tal forma que no pudieron ser determinados por una UCE con Oferta de Venta TE local. Se consideraron sólo las UCE cuya solución de potencia es menor que su LDEMáx, ya que solo éstas pueden entregar 1 MW adicional y determinar el PML.

Asimismo, se muestra la proporción de horas con PML bajos por excedentes de energía. Se considera que una hora con un PML bajo está determinada por un excedente si se presenta en una hora en que la diferencia entre la energía

base y la demanda fue positiva y el PML fue determinado por una oferta de exportación (es decir, se asignó una exportación y el precio en el punto de despacho es igual al PML en el nodo en que ocurre la transacción).

En total, el 93 % de los PML bajos se determinaron por excedentes de energía durante el 2020. Es decir, de las 797 horas con PML menores que el precio de la Oferta de Venta de energía TE de menor precio disponible en el MDA del BCA, 742 se explicaron por excedentes de energía; adicionalmente, hay 40 casos explicados por precios determinados por importaciones con precios bajos. Las 15 horas restantes corresponden a precios bajos por la redistribución de flujos mediante el componente de pérdidas y para el balance entre la demanda dentro y fuera de un enlace saturado del BCA, y la determinación de PML por generación RN.

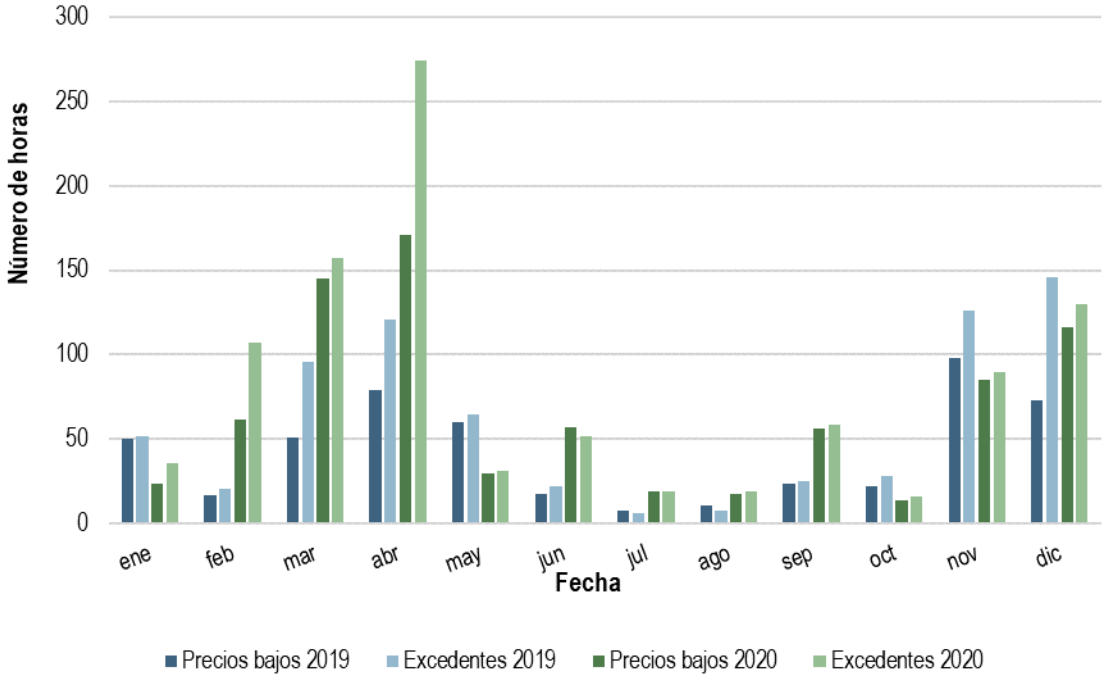
Gráfica 92. Número de horas con PML por debajo de la oferta local con menor precio y número de horas con excedentes, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE

La Gráfica 93 muestra la incidencia por mes de excedentes de energía y precios bajos en 2019 y 2020. La incidencia de horas de excedentes fue 38 % mayor en 2020 (990 casos) que en 2019 (716 casos). En el primer semestre del año, la incidencia fue 74 % mayor. La frecuencia máxima de horas con excedentes de energía se presentó en abril, con 121 casos en 2019 y 274 casos en 2020.

Gráfica 93. Número de horas con excedentes de energía y PML bajos por mes, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

MODELOS ECONOMÉTRICOS EN LA DEFINICIÓN DEL EXCEDENTE DE ENERGÍA

En esta sección se estudian los factores que contribuyen a la incidencia de excedentes de energía mediante la implementación de dos modelos econométricos: i) regresión lineal con mínimos cuadrados ordinarios, y ii) modelo Logit.

Variables y especificación de los modelos

Las variables y sus efectos esperados son los siguientes:

- **Demanda.** Esta variable es uno de los componentes de los excedentes de energía y por ello se incluye en los modelos como variable de control. Se espera una relación inversa entre la demanda y el excedente de energía, es decir, si la demanda cae, aumentan los excedentes de energía (se incrementa la probabilidad de tener excedentes de energía en una o más horas del día).
- **Diferencia entre la demanda mínima y máxima diarias.** La demanda máxima con respecto de la mínima implica que algunas UCE (debido a sus tiempos mínimos de operación o paro) deban permanecer asignadas (encendidas) para asegurar la satisfacción de la demanda máxima. Por lo tanto, se espera una relación directa entre la diferencia de demandas y el excedente de energía: al aumentar la diferencia de la demanda mínima y máxima diarias, el excedente de energía se incrementa aumenta la probabilidad de tener excedentes de energía).
- **Distancia en horas entre la ocurrencia de la demanda mínima y máxima diarias.** Si las horas en las que se presenta la demanda mínima y la demanda máxima son cercanas (menor distancia), puede implicar que los tiempos mínimos de operación o paro de las UCE no sean suficientes para realizar los ajustes en la asignación de los recursos, por lo que se esperaría excedentes de energía (se incrementa la probabilidad de tener excedentes de energía). Por otro lado, si las horas en que se presentan las demandas mínima y máxima son lejanas (mayor distancia), esto implicaría que los tiempos mínimos de operación y paro sean suficientes para

realizar los ajustes respecto a la demanda máxima del día anterior, por lo que no se esperaría excedentes de energía (se reduce la probabilidad de tener excedentes de energía).

- **Generación CIL, NP y RN más RREG en el Día de Operación.** Corresponde a la energía base (incluida la RN y la energía para cubrir RREG), cuyas Ofertas de Venta entregan programas de generación fija (sin precio o precio cero), por lo que su incremento aumenta el excedente de energía (se espera una mayor probabilidad de tener excedentes de energía.
- **Condiciones iniciales en el AU-MDA.** Las condiciones iniciales de la generación al inicio del Día de Operación son un insumo del AU-MDA en términos de cuáles UCE están asignadas y cuántas horas han sido asignadas o no asignadas continuamente, dado el programa de generación (CIL, NP y RN) y la disponibilidad del día anterior. Esto es relevante considerando que se deben satisfacer los tiempos mínimos de paro, arranque y operación de las UCE. En este sentido, se espera que a mayor energía base al inicio del Día de Operación, mayor será el excedente de energía (se incrementa la probabilidad de que se presente excedentes de energía).
- **Indisponibilidad máxima de energía en el Día de Operación.** El sistema puede contar con recursos de generación capaces de responder a cambios en la demanda sin provocar excedentes de energía; por lo tanto, se espera que la indisponibilidad de energía y el excedente de energía guarden una relación directa (una mayor indisponibilidad de recursos puede incrementar la probabilidad de tener excedentes de energía).

Todas las variables expuestas son *ex ante* con respecto al AU-MDA, por lo que pueden ser consideradas como exógenas (cuyo valor no depende del resultado mismo del AU-MDA para el Día de Operación).

Los datos analizados corresponden a las observaciones horarias de las variables exógenas y del excedente de energía entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2020.

1. Regresión lineal con mínimos cuadrados ordinarios con variable dependiente $E_{i,j}$.

El modelo Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) tiene la ventaja de ser directamente interpretable, además de que contempla la totalidad de la varianza de la diferencia entre la energía base y la demanda, por lo que permite entender mejor los factores que afectan a la variable.

La ecuación que representa la especificación del modelo MCO es la siguiente (Ecuación 1):

$$\hat{E}_{i,j} = \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 D_{i,j} + \hat{\beta}_3 (DM_{i,j} - Dm_{i,j}) \pm \hat{\beta}_4 (hDM_{i,j} - hDm_{i,j}) + \hat{\beta}_5 CNR_{i,j} + \hat{\beta}_6 B_{i-1,24} + \hat{\beta}_7 indMax_i + \hat{u}_{i,j}$$

Donde (ver Ilustración 12):

- $\hat{\beta}_k$ es el estimador para cada variable.
- $E_{i,j}$ es el excedente de energía (energía base menos la demanda local) en la hora j del día i
- $D_{i,j}$ es la demanda en la hora j del día i
- $Dm_{i,j}$ es la demanda mínima en la hora j del día i
- $DM_{i,j}$ es la demanda máxima en la hora j del día i
- $hDM_{i,j}$ es la hora j en que sucede la demanda máxima del día i
- $hDm_{i,j}$ es la hora j en que sucede la demanda mínima del día i
- $CNR_{i,j}$ es la energía base correspondiente a la generación con Oferta de Venta CIL, NP y RN en la hora j del día i

- $B_{i-1,24,n}$ es el vector de variables correspondientes a las condiciones iniciales día i (es decir, las condiciones heredadas de la hora 24 del día anterior $i-1$) desagregada por grupo de UCE. En particular, se refieren a la EFM que es parte de la energía base, y se incluyen en los modelos como variables dicotómicas que indican si al menos una UCE en el grupo está encendida al inicio del día.
- $indMax_{i,n}$ es el vector de variables correspondientes a la indisponibilidad máxima en el día i desagregada por grupo de UCE.
- $\hat{u}_{i,j}$ es el error de estimación en la hora j del día i

Los grupos de UCE que se consideran para las variables $B_{i-1,24}$ (condiciones iniciales) y $indMax_i$ (indisponibilidad máxima) al inicio del día se definieron con base en sus parámetros de tiempos mínimos (ver Tabla 29). Los grupos definidos son los siguientes:

a. Las UCE con tecnología TG, que son las más rápidas por tener tiempos mínimos de operación, paro y arranque menores que el resto de UCE con Oferta de Venta TE.
b. Las UCE CE346-U4 y CE541-U1 con tecnología CC son las de mayor capacidad y están asignadas en la mayoría de las horas, por lo que se les considera las UCE base del BCA.
c. Las UCE de la CE348 (excepto la CE348-U2) tienen tiempos mínimos de operación, paro y arranque mayores que el resto de las UCE con Oferta de Venta TE, y su asignación depende de las condiciones de cada día.
d. La UCE CE348-U2 de la CE348 tiene la mayor capacidad dentro del grupo de UCE con tecnología TG y menores tiempos mínimos.

2. Modelo Logit, en el cual la variable a estimar es $\boldsymbol{PE_{i,j} = Pr(E_{i,j} \geq 0)}$, la probabilidad de tener excedentes de energía.

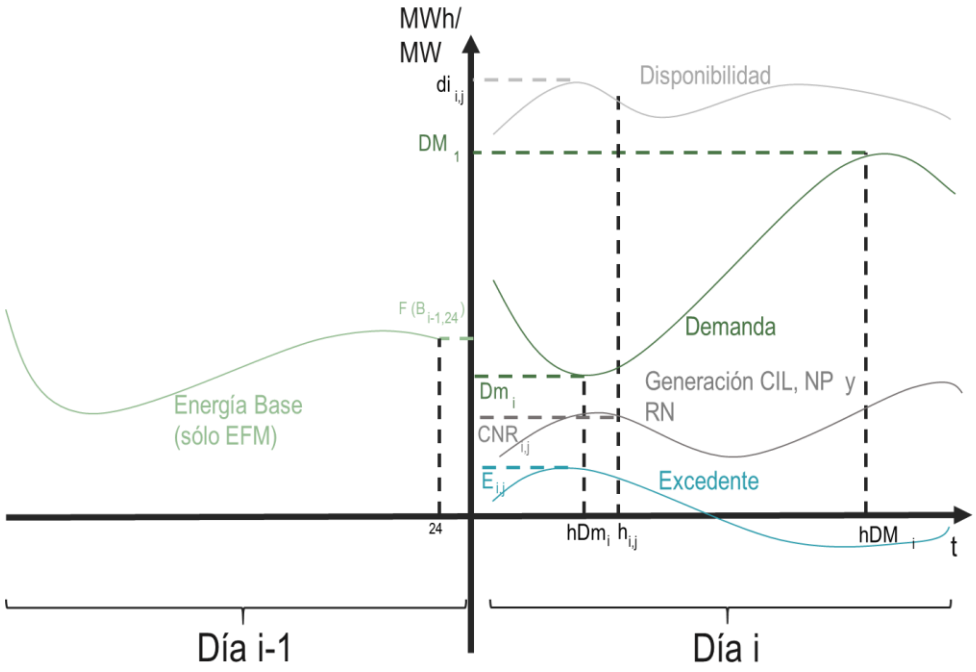
El modelo Logit estima los efectos de las variables en la diferencia entre energía base y demanda en términos del riesgo (la probabilidad) de ser positivo; sin embargo, la interpretación sólo es sencilla en términos comparativos en cuanto a su dirección y significancia.

La ecuación que representa la especificación del modelo Logit es la siguiente (Ecuación 2):

$$PE_{i,j} = \frac{e^{\hat{E}_{i,j}}}{1 + e^{\hat{E}_{i,j}}}$$

Donde $\hat{E}_{i,j}$ es la Ecuación 1.

Ilustración 12. Esquema de variables relevantes en el modelo para estimar la probabilidad de excedentes de energía en el BCA



Fuente: Elaboración propia.

Resultados

Los resultados de las estimaciones de ambos modelos se presentan en la Tabla 28. Cabe señalar que los resultados de la Ecuación 1 (MCO) se interpretan como el cambio en el valor esperado de los excedentes de energía condicionado a los valores dados de las variables explicativas. Los resultados de la Ecuación 2 (Logit) se interpretan como la razón de cambio en la probabilidad de excedentes de energía frente a un cambio en una unidad de las variables explicativas. Las principales conclusiones son las siguientes:

- Se confirmó que la demanda local tiene un efecto negativo significativo en los dos modelos, es decir, a menor demanda los excedentes de energía son mayores para el caso del modelo MCO (conforme sea menor la demanda, es mayor la probabilidad de presentar excedentes de energía).
- La diferencia entre la demanda mínima y máxima tiene el efecto positivo esperado y es significativo en ambos modelos; es decir, conforme mayor es la diferencia entre la demanda máxima y mínima, mayores son los excedentes de energía.
- La distancia entre las horas de demanda mínima y máxima tiene un efecto negativo significativo en ambos modelos; es decir, entre mayor es el intervalo de la demanda pico y valle durante el día, se presentan menos excedentes de energía.
- La generación CIL, NP y RN (energía base) es estadísticamente significativa y contribuye de forma positiva al nivel de los excedentes de energía y en su probabilidad de ocurrencia. En este sentido, ante aumentos de la generación CIL, NP y RN, mayores excedentes de energía.
- Las condiciones iniciales del Día de Operación por grupo de UCE tuvieron efectos diferenciados. Las UCE de la CE348 (con altos tiempos de arranque y paro) contribuyen a la creación de excedentes de energía si están encendidas al inicio del día. En cambio, si la UCE348-U2 (más flexible, con capacidad mayor que el

resto de las TG del BCA) se asignó el día anterior y permanece encendida al inicio del día, contribuye a que no se presenten excedentes de energía. Esto explica que la condición de que el resto de las UCE TG estén encendidas al inicio del día no sea significativa en los modelos.

- La indisponibilidad máxima por grupo de UCE tuvo efectos diferenciados. La indisponibilidad de las UCE con tecnología TG contribuye significativamente y de forma positiva al valor esperado de los excedentes de energía. Sus efectos son superiores en términos absolutos a los del resto de las UCE. En cambio, la indisponibilidad de las UCE de la CE348 contribuye a que no se presenten excedentes de energía, pero dejan de ser significativas en el modelo Logit, lo cual va en línea con los efectos encontrados cuando estas unidades están encendidas al inicio del día (condiciones iniciales).

Tabla 28. Resultados de los modelos MCO y Logit

Variable	MCO	LOGIT
Intercepto	424.519***	7.533***
Demanda	-0.621***	-0.013***
Diferencia	0.170***	0.004***
Distancia	-5.778***	-0.071***
Generación CIL, NP y RN	0.637***	0.012***
Condiciones iniciales UCE TG	-2.216**	-
Condiciones iniciales UCE base	19.942***	-
Condiciones iniciales CE 348	29.955***	0.783***
Condiciones iniciales UCE 348-U02	-21.835***	-1.777***
Indisponibilidad UCE TG	0.209***	0.005***
Indisponibilidad UCE base	-0.105***	-
Indisponibilidad CE 348	-0.080***	-
Indisponibilidad UCE 348-U02	-0.086***	-
N	17,488	17,488
R^2	0.88	
R^2 ajustada	0.88	

Nota: *** representa significancia al 99.9 %; ** representa significancia al 99 %; * representa significancia al 95 %. La variable "Condiciones iniciales" es dicotómica, tal que es igual a 1 si alguna de las UCE en el grupo está encendida y tiene menos de 15 horas continuas en ese estado, y 0 de otra forma, tal que la UCE estará restringida por sus tiempos mínimos en las horas en que los excedentes son frecuentes. Se ejecutaron pruebas por heteroscedasticidad (Breusch-Pagan; valores-p menores que 0.01 para ambos modelos), normalidad de los errores, (Anderson-Darling, valores-p menores que 0.01 para ambos modelos) y multicolinealidad (factor de inflación de varianza; valor máximo de 4.49). Se descartó que estas condiciones fueran un problema para el ajuste de los modelos.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

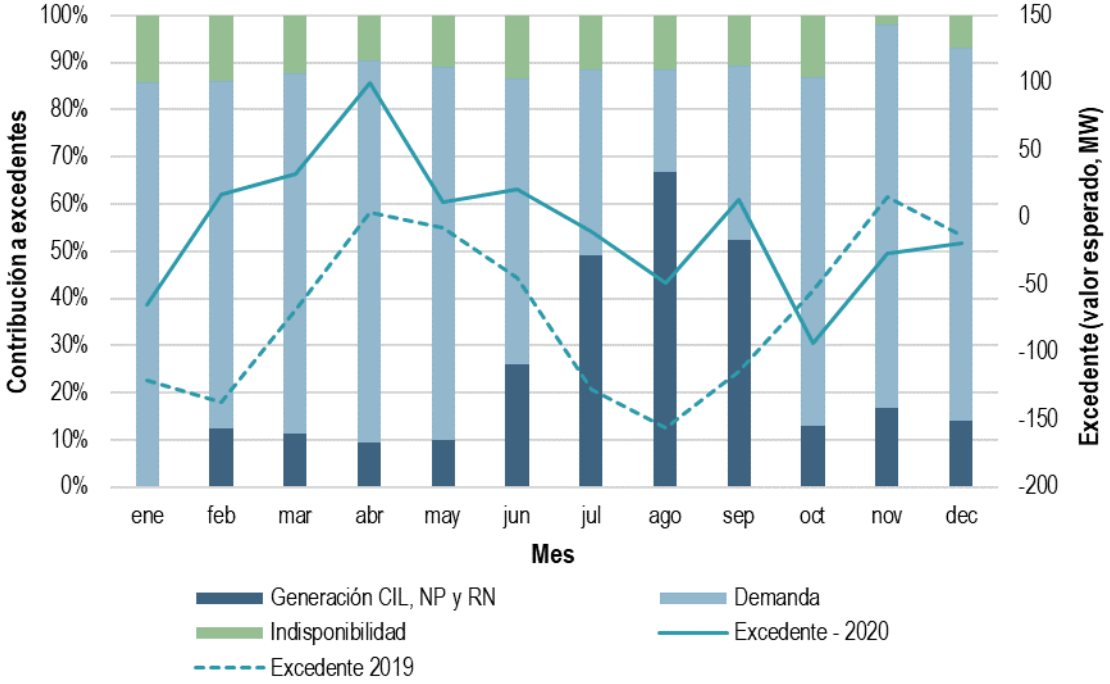
La Gráfica 94 muestra el valor esperado de los excedentes (diferencia entre la energía base y la demanda) de acuerdo con el modelo de MCO en la Tabla 28 para el promedio de las horas 6 (la hora con mayores excedentes) en cada mes de 2019 y 2020. El valor esperado de los excedentes de energía en 2020 es mayor con respecto de 2019 para todos los meses entre enero y septiembre.

Por otro lado, en la Gráfica 94 se incluyen las contribuciones de los factores exógenos.[80] De febrero a mayo de 2020, la demanda local contribuyó con el 78 % en promedio al valor esperado de los excedentes de energía. En este periodo, además de coincidir con la temporada del año de baja demanda, la demanda fue incluso menor que en 2019 como resultado de las medidas de confinamiento tomadas ante la pandemia originada por el virus SARS-CoV-2 (ver sección 2.2.1)

Entre junio y septiembre de 2020, cuando el valor del excedente esperado fue negativo, la demanda de energía perdió participación en la contribución al valor esperado de los excedentes de energía y cobró mayor importancia el nivel de generación CIL, NP y RN (parte de la energía base y de la EFM). Este periodo coincide con la temporada de alta demanda; además, a partir de junio la demanda registró una recuperación constante y se inició la etapa de reapertura socioeconómica. Entre octubre y diciembre la contribución de la demanda fue en promedio de 78 %; sin embargo, se asoció a diferencias entre la energía base y demanda negativas y menores que en 2019.

Respecto a la indisponibilidad, su contribución al valor esperado de los excedentes de energía tiene un promedio del 13 % entre enero y octubre de 2020, al final del año solo contribuyó con el 4.4 %.

Gráfica 94. Excedentes esperados promedio mensuales y contribución por grupo de factores, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Impulso-Respuesta de los excedentes de energía

Se considera que la ocurrencia de los excedentes de energía es un fenómeno definido en un horizonte mayor que a un Día de Operación. Al respecto, la Base 9.9.1 de las BME establece que:

> *"Diariamente, el CENACE evaluará los recursos para los siguientes 7 días con la finalidad de identificar a las Unidades de Central Eléctrica que serán requeridas para la Confiabilidad del sistema y que, debido a*

[80] Se estimó un modelo que sólo incluye los factores de los excedentes que son exógenos agregados por mes. Es decir, las variables correspondientes a condiciones iniciales están determinadas endógenamente por el AU-MDA, por lo que se omiten. El modelo utilizado para la Gráfica 94 implica valores esperados similares al modelo MCO presentado en la Tabla 28.

su tiempo de arranque, requieran recibir notificaciones con mayor anticipación a los tiempos estándar de notificación del Mercado del Día en Adelanto".

Lo anterior se lograría mediante el AU-HE, el cual es similar al AU-MDA pero que incorpora 7 días de operación en la optimización.

Debido a que el AU-MDA no contempla las condiciones del día siguiente, su solución podría ser subóptima en un marco temporal mayor a 24 horas, por ello en el diseño del mercado, se contempló que el AU-HE debería ejecutarse previo al MDA y resolver el mercado en un horizonte para siete días. De este modo, mediante el AU-HE se pueden asignar UCE con tiempos comparativamente grandes de operación, paro y arranque, las cuales, en algunos casos, no serían optimizables en el AU-MDA. La asignación de ciertas unidades, resultado del AU-HE, se utilizaría como insumo en el AU-MDA de la semana.

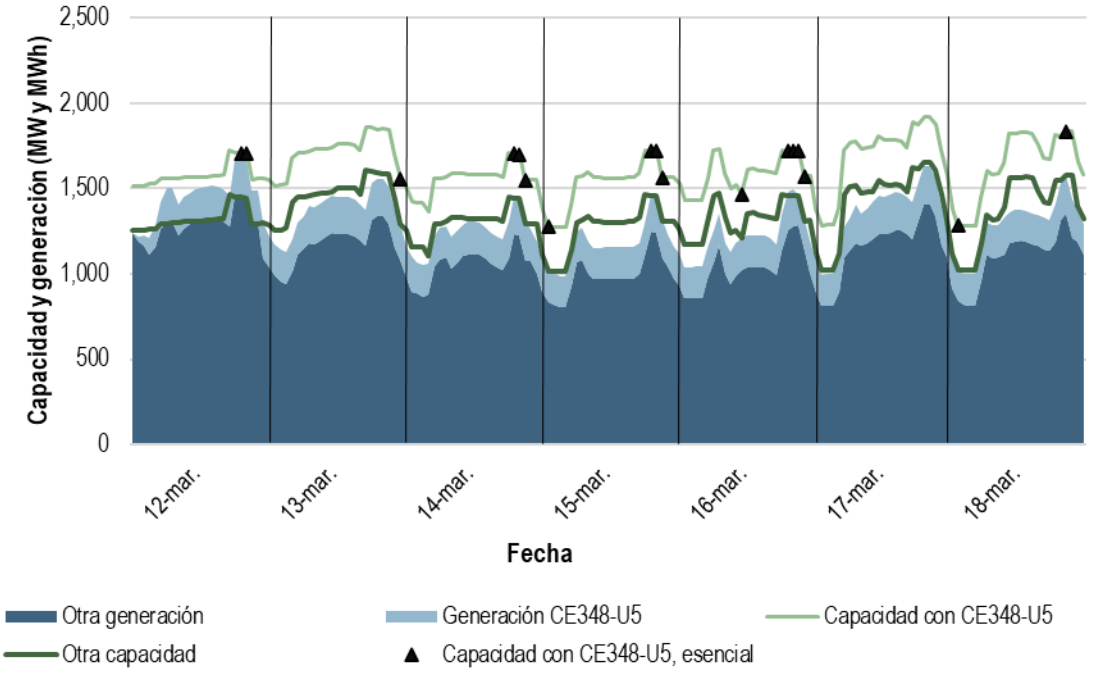
El CENACE implementa un procedimiento de planeación semanal cuyos insumos son los pronósticos de demanda, expectativas de indisponibilidad e información sobre eventos climatológicos, y se realizan ajustes manuales a la solución del AU-HE para definir la asignación de UCE y procurar la Confiabilidad del sistema durante horas clave de la semana. En esta planeación también se puede definir el adelanto o postergación de mantenimientos programados de UCE. Sin embargo, como se registró en la Propuesta de Implementación,[81] el CENACE estableció que la planeación semanal no incorpore como insumo principal la solución del AU-HE, y sólo se consideren los pronósticos de demanda y disponibilidad. Estas decisiones implican posibles soluciones subóptimas del horizonte semanal.

La Gráfica 95 muestra la generación y suma de LDEMáx del sistema, se destacan los valores de CE348-U5, que es una UCE con tiempos mínimos de operación y paro de 24 horas, por lo que un ciclo completo no se puede optimizar en el AU-MDA. Para ambos indicadores se excluyó la generación y suma de LDEMáx de la UCE CE348-U6, que no fue asignada durante ninguna hora.

En todos los días entre el 14 y el 18 de marzo de 2020 se presentaron excedentes de generación de hasta 144 MW, mientras que la UCE CE348-U5 estuvo asignada por primera vez desde la hora 1 del 12 de marzo, para atender la demanda durante las horas de la tarde de ese día, y permaneció asignada durante todo el lapso. En dos ocasiones la UCE permaneció asignada durante 26 horas sin que fuera esencial para la operación, mientras que durante el 17 de marzo no fue esencial en alguna hora.

[81] En la ficha de proceso correspondiente al AU-HE, elaborado por el CENACE, se establece que el estado de despliegue de proceso está por definir. El archivo fue creado en abril de 2020, y es de uso exclusivo del personal autorizado.

Gráfica 95. Caso de estudio: capacidad y generación entre el 12 y 18 de marzo de 2020, MDA



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La planeación semanal puede contemplar la asignación de UCE, aunque debido a los altos tiempos mínimos de operación y de paro de las UCE, se deben asignar continuamente durante largos periodos para evitar incurrir en posibles faltas a la Confiabilidad durante días posteriores. Los ajustes manuales a la solución y el que la planeación no esté basada en los resultados de la optimización de AU-HE implican que la asignación de UCE pueda ser subóptima. En conjunto, las condiciones de un Día Operación pueden tener efectos importantes en los días posteriores.

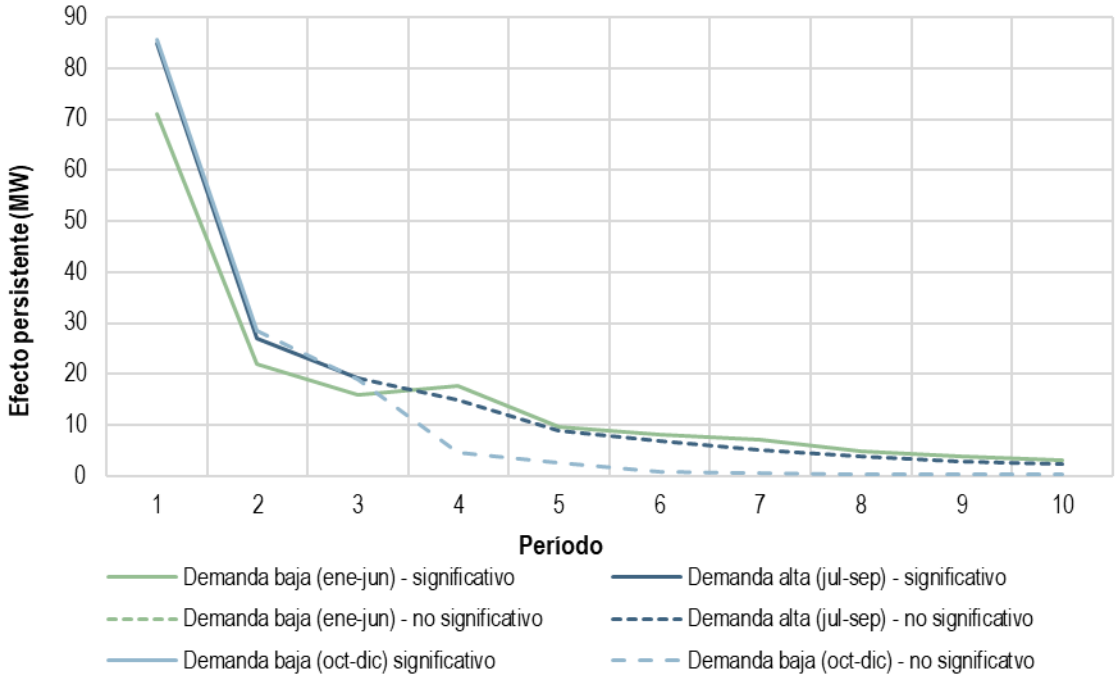
La Gráfica 96 y la Gráfica 97 muestran la respuesta en el tiempo de los excedentes de energía por cambios de los mismos excedentes y de la demanda mínima, respectivamente, mientras las demás variables permanecen constantes. Estas gráficas resultan de un modelo autorregresivo diario[82] y corresponden a las funciones de impulso-respuesta.

La Gráfica 96 presenta la respuesta de los excedentes de energía a un cambio (impulso) en el nivel de los mismos excedentes en días pasados. El año se dividió en tres según el comportamiento de la demanda. El primer segmento corresponde al periodo de demanda baja entre enero y junio de 2020 a causa de la pandemia SARS-CoV-2 (línea verde), el segundo corresponde al lapso de demanda alta entre julio y septiembre (línea azul obscuro), y el tercero al lapso entre octubre y diciembre con demanda baja (línea azul claro).

La interpretación de los valores en la gráfica es en términos de desviaciones estándar. Por ejemplo, un choque de una desviación estándar de los excedentes implica una respuesta de 71 MW en el siguiente día en periodo de baja demanda (entre enero y junio), y su efecto persiste hasta 10 días posteriores; mientras que, en demanda alta (de julio a septiembre) los efectos persisten hasta 3 días. Finalmente, la persistencia entre octubre y diciembre fue de magnitud similar, pero su efecto es significativo por dos días.

[82] El modelo VAR consiste en la definición de la relación de un conjunto de variables endógenas en función de sus propios retardos y de retardos de otras variables exógenas. Para este análisis se consideraron las variables de demanda mínima y máxima diarias, indisponibilidad máxima y las correspondientes a las condiciones iniciales, también consideradas en los modelos MCO y Logit.

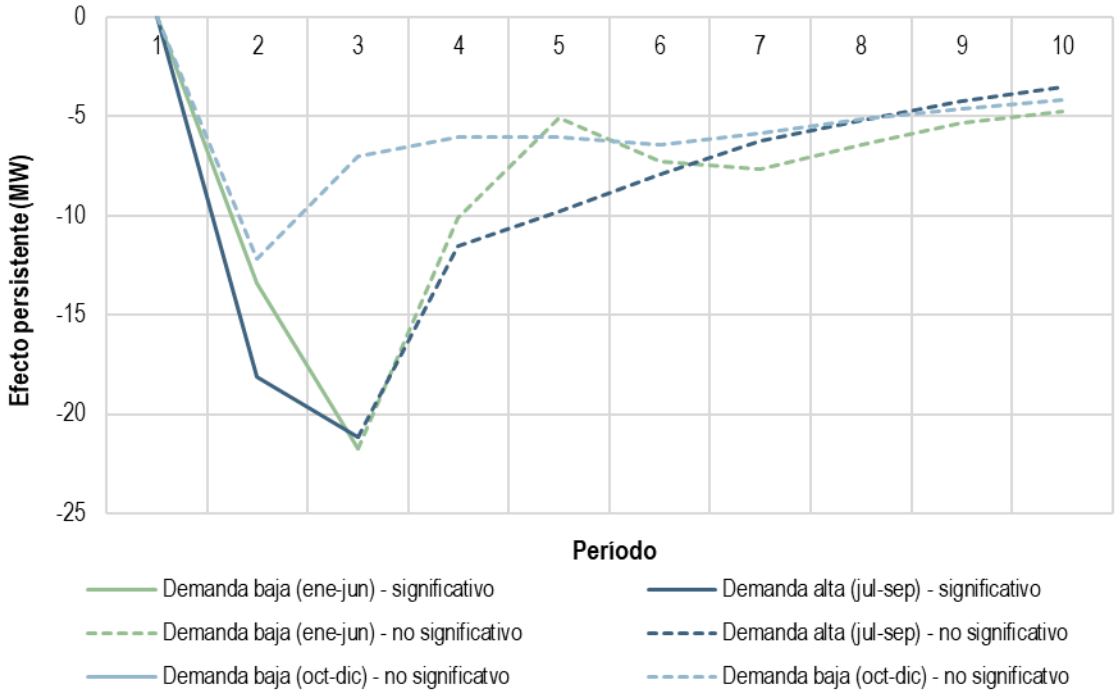
Gráfica 96. Respuesta de los excedentes de energía a un cambio en los excedentes



Nota: A partir del día 11 en adelante, los estimadores no son significativos para ninguna serie.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 97 se muestra la respuesta de los excedentes de energía a un cambio (impulso) en el nivel de la demanda mínima. Los cambios en la demanda mínima tienen persistencia en los excedentes de energía 3 días entre enero y junio y de julio a septiembre: un incremento en la demanda mínima provoca decrementos en el excedente de energía. La demanda mínima no tuvo efectos persistentes significativos durante el periodo de baja demanda de octubre a diciembre. El resto de las variables (demanda máxima, indisponibilidad y condiciones iniciales) no tuvieron efectos de persistencia significativos en los excedentes de energía.

Gráfica 97. Respuesta de los excedentes de energía a un cambio en la demanda mínima



Nota: A partir del día 11, los estimadores no son significativos para ninguna serie.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Considerando que el horizonte de tiempo que resuelve el AU-MDA se encuentra limitado a 24 horas, de manera que no contempla las condiciones del día siguiente y la solución puede ser subóptima, el diseño del MECP contiene el AU-HE que se ejecuta previo al MDA y resuelve el mercado en un horizonte para 7 días. La adecuada implementación del AU-HE puede paliar la dependencia temporal mostrada en la Gráfica 96 y Gráfica 97 para corregir escenarios subóptimos recurrentes.

CARACTERIZACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD OPERATIVA DEL BCA

Uno de los componentes de la energía base es la EFM correspondiente a las Ofertas de Venta TE. Por lo tanto, el que las UCE estén asignadas fuera de mérito para cumplir con tiempos mínimos de operación, paro o arranque, incrementa la propensión del BCA a presentar excedentes de energía.

El ciclo de operación de una UCE se compone de 5 fases: el arranque, la rampa incremental, el tiempo de operación, la rampa decremental y el paro de la UCE. Para cada UCE existe un ciclo mínimo de operación que está limitado por el tiempo mínimo de operación, de paro y arranque. Estos tiempos mínimos están establecidos para garantizar la integridad a largo plazo de las UCE.[83]

La Tabla 29 muestra algunos de los parámetros que considera el AU-MDA en la asignación y el despacho de UCE. Al respecto, se destacan los tiempos mínimos de operación y paro de 24 horas en algunas UCE de la CE348. Los tiempos mínimos de operación generan incrementos automáticos en la EFM, ya que las UCE que fueron asignadas para cubrir demandas altas en horas anteriores, permanecen asignadas en horas de baja demanda debido a sus tiempos mínimos de operación.

[83] En la sección 4.6 se presenta un diagrama explicativo del ciclo de operación de una UCE.

Tabla 29. Tiempos mínimos de operación, paro y arranque de las UCE con Oferta de Venta TE en el BCA

UCE	Tecnología	Capacidad (MW)	Tiempo mínimo de operación (h)	Tiempo mínimo de paro (h)
CE346-U4	CC	508.9	1	1
CE541-U1	CC	294	1	1
CE348-U5	CC	269.7	24	24
CE348-U6	CC	248	24	24
CE348-U1	CC	240	24	24
CE348-U3	TE	150	16	10
CE348-U2	TG	150	2	2
CE348-U4	TE	150	16	10
CE365-U2	TG	45	2	2
CE365-U3	TG	45	2	2
CE365-U1	TG	45	2	2
CE365-U5	TG	30	2	2
CE365-U4	TG	30	2	2
CE024-U2	TG	27.7	2	2
CE405-U1	TG	27	2	2
CE024-U3	TG	18	2	2
CE024-U1	TG	16	2	2

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Asimismo, la flexibilidad operativa de cada sistema eléctrico depende en gran parte de los valores de los LDEMáx y LDEMín utilizados para cada UCE. Cuando una UCE restringe sus valores de LDEMáx y LDEMín puede afectar el rango de operación con el que puede contar el Operador del sistema para mantener el balance de demanda y generación con recursos de menor costo y forzar una solución con UCE de mayor costo.

La Tabla 30 muestra los valores diarios promedio del LDEMín como proporción de LDEMáx del BCA de 2017 a 2020, así como los mismos valores para otros sistemas por tipo de tecnología. Una mayor proporción implica una menor flexibilidad operativa de la UCE; es decir, la capacidad de respuesta de la UCE es limitada para disminuir su generación ante cambios de la demanda. Las UCE de tecnologías CC y TC, que corresponden a la mayoría de la capacidad instalada en el BCA (64.8 %) y a la generación de menor precio, tienen LDEMín relativo a su LDEMáx considerablemente mayores que las UCE de otros sistemas.

Tabla 30. LDEMín promedio con respecto al LDEMáx por tipo de tecnología en las Ofertas de Venta en el BCA

Tipo Tecnología	Proporción en BCA (%)				Referencia Internacional
	2017	2018	2019	2020	
TG	49%	49%	51%	55%	50%
CC	65%	66%	66%	65%	50%
TC	31%	35%	33%	35%	20%

Nota: Para la referencia internacional se tomó el promedio simple de las referencias; corresponde al LDEMín con respecto a su capacidad neta de los Parámetros de Referencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE, IRENA,[84] CEC[85] y Agora.[86]

CONCLUSIONES

Los PML por debajo de la Oferta de Venta TE de menor precio se deben en su mayoría (93 % de los casos) a que se presentan excedentes de energía, lo que provoca que las ofertas de exportación determinen el precio. Los excedentes fueron mayores en un 38 % en 2020 (990 horas) que en 2019 (716 horas).

Los excedentes de energía tienen su origen en niveles altos de energía base durante horas de demanda baja. Uno de los componentes de la energía base es la EFM, que incrementa con la asignación de UCE que están sujetas a cumplir con tiempos mínimos de operación y con LDEMín altos.

El BCA es un sistema con poca flexibilidad operativa, ya que su capacidad de respuesta es limitada ante cambios en la demanda, por contar con UCE de Oferta de Venta TE cuyos tiempos mínimos y LDEMín son altos en comparación con referencias internacionales (65 % para tipo de tecnología CC en el BCA, mientras que el promedio para las referencias internacionales es 50 %).

En particular, el BCA es propenso a presentar excedentes de energía en los días en que la demanda es baja, los días en que la diferencia entre la demanda máxima y la demanda mínima es mayor o cuando se presenta mayor energía base. Por grupo de UCE, el BCA es propenso a presentar excedentes de energía cuando las unidades TG están indisponibles o cuando las UCE de la CE348 están asignadas al inicio del día.

La asignación de la UCE CE348-U2 al inicio del día, por ser la más flexible de la CE, disminuye la probabilidad de que se presenten excedentes. El AU-MDA utiliza como insumos la disponibilidad del Día de Operación y la generación heredada al final del día anterior, lo que, en combinación con tiempos de operación y paro altos, implica que la probabilidad de presentar excedentes incrementa con los niveles y composición de la energía base de los días anteriores, independientemente de la demanda y la disponibilidad. La poca flexibilidad operativa del BCA tiene como consecuencia la ocurrencia de excedentes de energía y PML bajos. Con la implementación integral del AU-HE en el MECP que, contempla la optimización para la asignación de UCE en un horizonte de siete días, puede ayudar a corregir estos escenarios subóptimos recurrentes.

[84] IRENA (2019). Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[85] Deaver, Paul (2019). Estimating Heat Rates for Thermal Power Plants in the Western Interconnect. California Energy Commission. Número de publicación: CEC-200-2019-001.

[86] Agora Energiewende (2017). Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants. Junio de 2017.

RECOMENDACIONES

- Los parámetros correspondientes a los tiempos mínimos de paro, arranque y operación, así como los LDEMín, son altos en las UCE de Oferta de Venta TE del BCA. Esto limita la capacidad de respuesta del BCA ante cambios rápidos en la demanda e implica que se generen excedentes de energía consistentemente. La falta de flexibilidad operativa en el BCA es un problema recursivo debido a que el alcance temporal del AU-MDA es de un Día de Operación (24 horas). Dado que las UCE tienen tiempos mínimos de operación y paro que cumplir, la asignación del MDA genera compromisos con el día siguiente, situación que puede derivar en una solución subóptima. De acuerdo con lo anterior, se recomienda que la CRE defina los lineamientos generales que debe aplicar la UVM a fin de autorizar a terceros expertos para la práctica de auditorías, peritajes u otros medios que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de los activos de los PM. De esta forma, los PM podrán presentar anualmente la actualización de dichos parámetros como lo establece el Manual de Vigilancia del Mercado en el numeral 5.2.1, garantizando la validación y precisión en los valores de referencia sometidos por los PM y que son utilizados por el CENACE para evaluar las ofertas.
- El alcance del proceso del MDA es insuficiente para optimizar las UCE con tiempos mínimos de operación y paro cercanos a 24 horas, puesto que por diseño su horizonte de tiempo es de un Día de Operación. Sin embargo, el proceso del AU-HE resuelve esta condición al tener un horizonte de tiempo de siete Días de Operación, lo cual tendría como efecto una mejor asignación de estas UCE al considerar la condición de falta de flexibilidad operativa. Se recomienda que el CENACE implemente el proceso del AU-HE contemplado en la Base 9.9 de las BME.

2.3 SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

2.3.1 PANORAMA GENERAL DE LA EVOLUCIÓN Y DESEMPEÑO DEL BCS

El BCS es un sistema eléctrico aislado que abarca desde Loreto hasta Los Cabos, Baja California Sur.[87] Este sistema concentra el 1.1 % (947.5 MW) de la capacidad neta del SEN, de la cual el 94.5 % corresponde a UCE con tecnologías CI, TG y TC y el resto a UCE FV. Dada la composición de su matriz energética, el BCS enfrenta los PML más altos del SEN, ya que depende de combustibles fósiles como el combustóleo y diésel para la generación de energía eléctrica. En estas circunstancias, el sistema es altamente sensible a las indisponibilidades registradas en cualquiera de los procesos de mercado del MEM, ya que no puede importar energía y su capacidad es limitada. Esto ocurre sobre todo durante la temporada de demanda alta, periodo en el que los PML tienden a incrementarse.

Durante 2020 los PML en el BCS registraron una reducción con respecto a los observados en el año previo. En el MDA el PML promedio diario pasó de $3,151.1/MWh en 2019 a $2,175.5/MWh en 2020, una disminución de 31.0 %. En el caso del MTR, la reducción en el PML fue aún mayor a la registrada en el MDA, ya que el PML retrocedió 35.6 % al pasar de $3,444.1/MWh en 2019 a $2,217.7/MWh en el 2020.

El objetivo de esta sección es analizar los factores que influyeron en la reducción del PML en el BCS en ambos procesos de mercado. Tomando como referencia el MDA, los factores que se analizan como causas de la disminución de los PML en este sistema son: i) la disminución de la demanda de energía eléctrica; ii) la reducción de los precios del combustóleo; iii) el mayor margen de capacidad; iv) la disminución de la energía indisponible; v) la expansión de la capacidad neta, y vi) los cambios en la generación de energía.

[87] Área Pública del Sistema de Información del Mercado (SIM) del CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/TopologiaRNT.aspx

Posteriormente se lleva a cabo un análisis de las diferencias entre el MDA y el MTR durante el 2020 para identificar algún factor adicional que haya incidido de manera específica sobre el PML del MTR. Las variables analizadas son: i) la demanda de energía; ii) las diferencias en la indisponibilidad de energía y iii) las diferencias en la generación.

2.3.1.1 PANORAMA GENERAL DE LOS PML EN EL MDA Y EL MTR

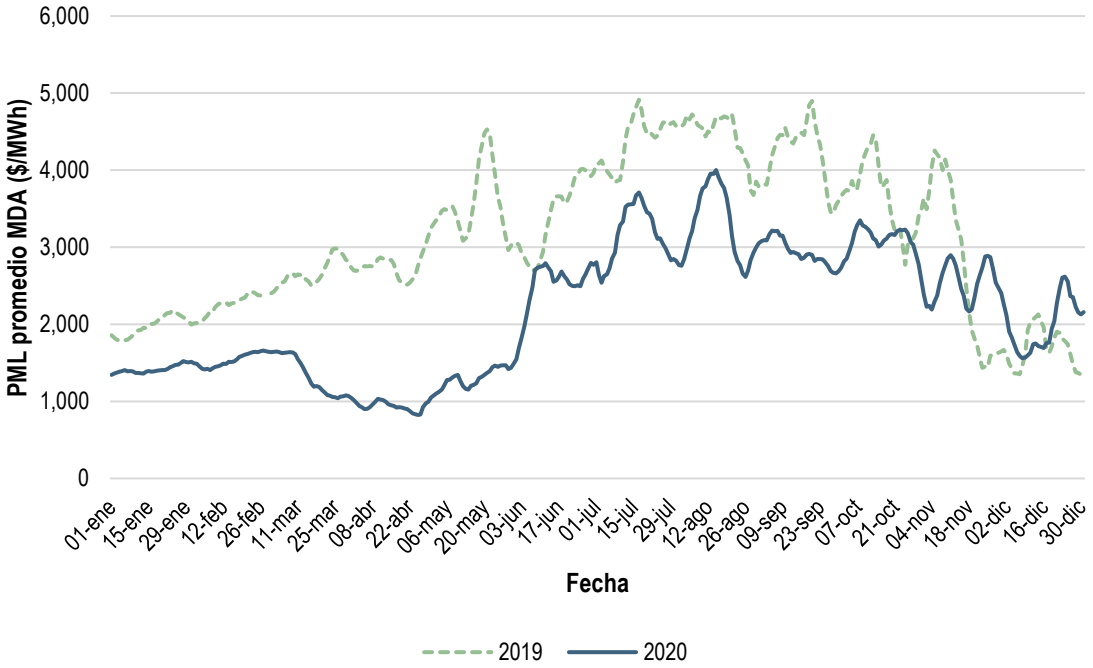
En el 2020 los PML en el BCS registraron una caída en comparación con los observados en el mismo periodo de 2019. El PML promedio diario en el MDA fue de $2,175/MWh, esto fue una disminución del 31.0 % en comparación con el precio en 2019 cuyo promedio diario fue $3,151.1/MWh (ver Gráfica 98).

Durante el primer semestre de 2020, los PML registraron su mayor caída (-46.1 %) con respecto al mismo periodo del año previo. La disminución de los precios del combustóleo (-50.3 %) y la reducción de la demanda de energía (-7.3 %), fueron los factores que contribuyeron a la contracción de los PML durante este periodo. El 3 de abril de 2020 se registró el PML promedio mínimo del año ($766.7/MWh) y a partir de esta fecha los PML comenzaron a repuntar paulatinamente.

En el segundo semestre de 2020, los PML del BCS fueron 19.3 % menores a los registrados en el mismo periodo del año previo. En la Gráfica 98 se aprecia que, entre julio y septiembre de 2020, se registró una recuperación en el nivel de los precios como consecuencia de una reducción en el margen de capacidad, este indicador pasó de 34 % en promedio en el primer semestre a 9 % durante el tercer trimestre del año (un menor margen de capacidad genera mayores presiones sobre los precios, ya que ante cualquier contingencia existe menor capacidad disponible de generación para hacer frente a la misma). Adicionalmente, durante este periodo se observó una menor disminución en los precios del combustóleo (-7.4 %) y en la demanda de energía (-2.6 %). El 13 de agosto de 2020 se alcanzó el PML promedio máximo del año ($4,162.5/MWh).

Ahora bien, en el último trimestre de 2020, el PML promedio fue 6.4 % menor con respecto al precio promedio en el mismo trimestre de 2019, aunque en algunos momentos superó los precios registrados en el mismo periodo del año previo, debido a la recuperación de la demanda que fue 2.4 % mayor a la registrada en el mismo trimestre del año previo y a la recuperación de los precios del combustóleo cuyo precio superó en 37.4 % a los precios registrados en el mismo periodo de 2019 (ver Gráfica 98).

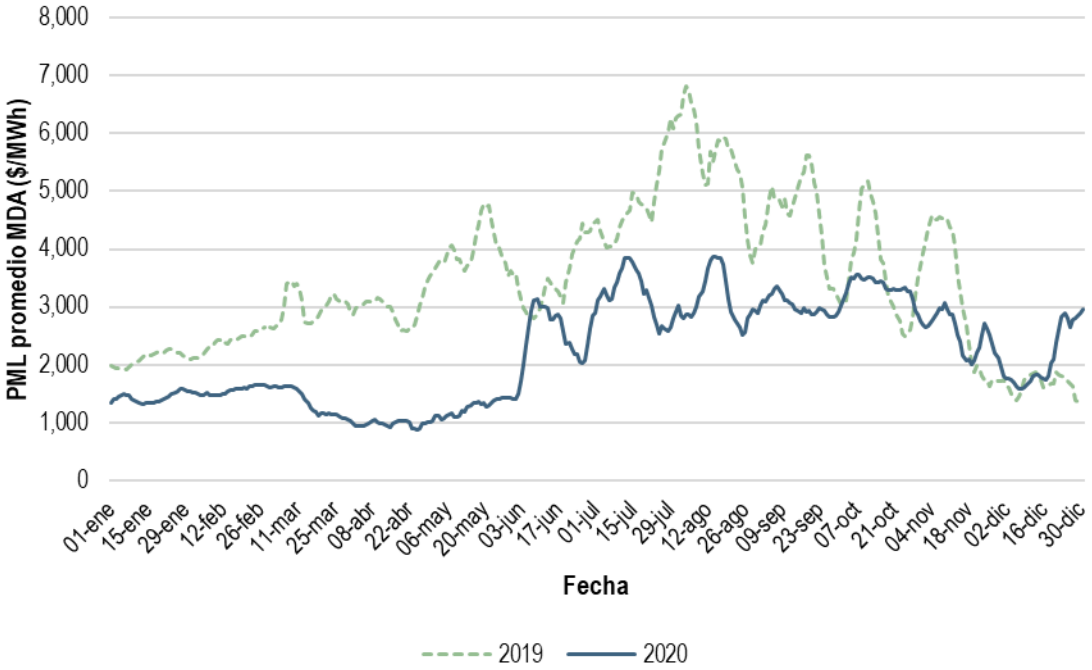
Gráfica 98. PML promedio diario en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el caso del MTR, la Gráfica 99 muestra que la reducción del PML fue mayor a la registrada en el MDA, ya que los PML retrocedieron 35.6 % al pasar de $3,441.1/MWh durante 2019 a $2,217.7/MWh durante 2020. Al igual que en el MDA, en abril se registró el PML promedio mínimo ($792.5/MWh) y en agosto el PML promedio máximo ($4,433.1/MWh).

Gráfica 99. PML promedio diario en el MTR del BCS, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

2.3.1.2 ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE CONTRIBUYERON A LA CONTRACCIÓN DEL PML EN EL MDA

CAMBIO EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

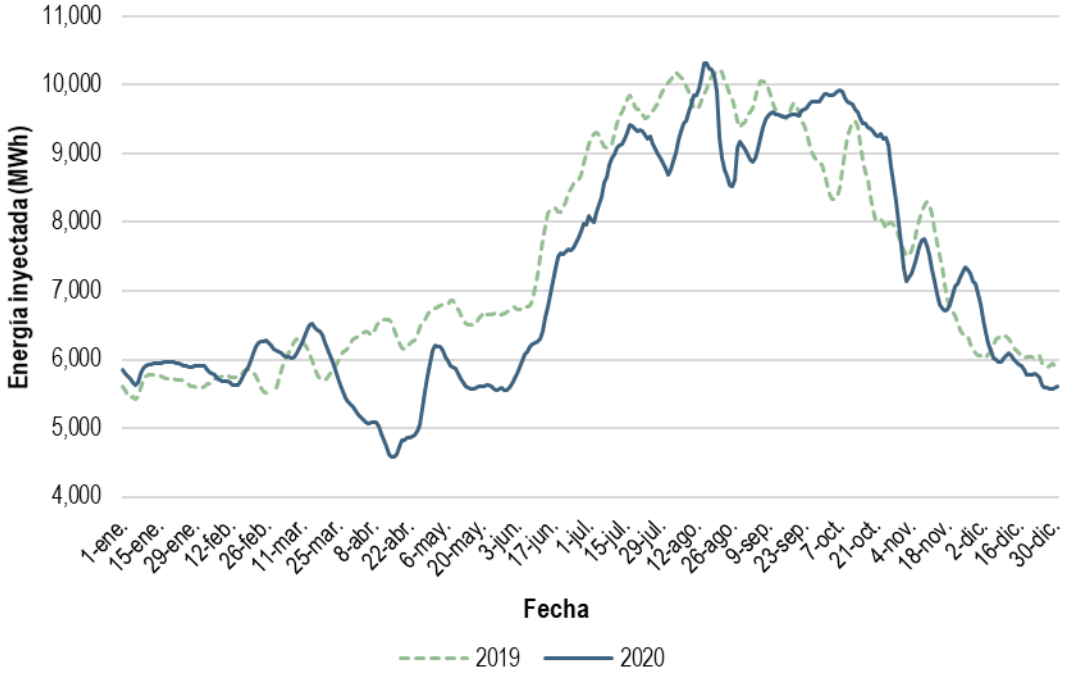
En 2020 la energía inyectada promedio diaria fue 3.7 % menor a la observada durante 2019 (ver Gráfica 100). La caída en la demanda de energía estuvo ligada con la disminución de las actividades económicas debido a la crisis sanitaria ocasionada por el virus COVID-19. De acuerdo con el Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal (ITAEE) de Baja California Sur, la actividad económica en esta entidad cayó 23.6 % en 2020 con respecto al año previo.[88] En el transcurso del segundo trimestre del año se registró la menor energía inyectada del sistema (4,131.0 MWh).

Este comportamiento en la demanda fue una de las causas que abonó a la reducción observada en los PML en el año, sobre todo durante el segundo trimestre de 2020 cuando la demanda se contrajo 15.5 % con respecto a la observada en el mismo trimestre del año previo (ver Gráfica 98). A partir de junio, la demanda registró una recuperación constante, gracias a la etapa de reapertura socioeconómica, de acuerdo con los Lineamientos Técnicos Específicos para la Reapertura de las Actividades Económicas.[89] El 15 de agosto la demanda alcanzó su nivel máximo del año (10,545.1 MWh). Finalmente, durante el último trimestre de 2020, la demanda promedio de energía del BCS superó en 2.4 % la registrada en el mismo periodo del año anterior (ver Gráfica 100).

[88] El último dato disponible del ITAEE al momento de elaborar el presente reporte corresponde al tercer trimestre de 2020, mismo que se publicó el 28 de enero de 2021. La variación anual del ITAEE se calculó con base en el promedio de los índices correspondientes a los primeros tres trimestres de cada año.

[89] Dichos Lineamientos se publicaron el 29 de mayo de 2020 en el Diario Oficial de la Federación. Disponibles en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5594138&fecha=29/05/2020

Gráfica 100. Energía inyectada promedio diaria en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Adicionalmente, durante los días 19 y 20 de agosto de 2020, la demanda horaria registró una disminución de 50.2 % en relación con los mismos días de la semana previa, debido a la presencia del Huracán Genevieve de categoría 3. El 19 de agosto se aproximó al sur de la península de Baja California. La presencia de huracanes reduce las temperaturas en las zonas afectadas y como consecuencia, hay disminución de la demanda de energía, en casos más graves se pueden presentar Estados Operativos de Alerta que incluso requieren cortes de carga.

En el caso del Huracán Genevieve, no se presentaron Estados Operativos de Alerta que requirieran cortes de carga; sin embargo, si se registró una disminución en las temperaturas en los días en que se presentó el fenómeno meteorológico (-18.5 %)[90] comparado con los días de una semana antes. Esta baja en la temperatura contribuyó a la reducción de la demanda en dichos días.

REDUCCIÓN DE LOS PRECIOS DEL COMBUSTÓLEO

En los primeros cuatro meses de 2020 se registró una disminución de los precios del combustóleo como consecuencia de la implementación de la Regla 14 del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL).[91] La entrada en vigor de esta regla originó una disminución de la demanda y del precio del combustóleo, puesto que este combustible tiene un contenido de azufre por arriba del permitido. De esta forma, el precio de este

[90] Se compararon los CDD de los días en que aconteció el ciclón tropical con los mismos días de la semana previa, para mostrar el cambio drástico en la temperatura debido al paso del huracán, sin este fenómeno se esperarían temperaturas similares en los días comparados. Los CDD son una medida diseñada para cuantificar la demanda de energía necesaria para enfriar un edificio. Esta medida representa el número de grados en el que la temperatura promedio de un día se encuentra por arriba de los 18°C, que es la temperatura requerida para enfriar un edificio.

[91] La Regla 14 del MARPOL establece que el contenido de azufre del combustóleo utilizado por los buques no podrá exceder de 0.5 % m/m. Para más información consultar las fechas de entrada en vigor del convenio en: https://www.imo.org/es/About/Conventions/Paginas/Action-Dates.aspx

combustible se contrajo 53.4 % entre enero y abril de 2020 con respecto al mismo periodo del año anterior (ver Gráfica 101).

En el transcurso del segundo cuatrimestre de 2020, los precios del combustible comenzaron a incrementarse consistentemente. Con excepción del periodo comprendido del 7 de agosto al 4 de septiembre, cuando los precios superaron a los registrados el año previo, el nivel del precio del combustóleo se mantuvo por debajo del registrado en el mismo periodo de 2019. Finalmente, en los últimos tres meses de 2020, el precio promedio del combustóleo se mantuvo en $127.1/MMBtu, esto fue un nivel 37.4 % mayor a los precios registrados en los mismos meses de 2019 ($92.5/MMBtu).

Gráfica 101. Precio del combustóleo, 2019 y 2020

Notas: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. El precio promedio del combustóleo representa el índice del precio del combustible (costo del combustible y el costo variable de transporte), de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los precios promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO disminuyeron a causa de la caída en el precio del combustóleo, por lo que la demanda de energía fue atendida mediante ofertas con costos menores y, por tanto, se registraron PML del MDA por debajo de los observados en 2019. La Tabla 31 muestra los precios promedio de las Ofertas de Venta durante 2019 y 2020. Las ofertas que utilizan combustóleo disminuyeron su precio en promedio 25.5 %. Las Ofertas de Venta con tecnología CI que utilizan mezclas (combustóleo y diésel) fueron las que registraron la mayor reducción en sus precios, pues en promedio fueron 29.7 % menores a los observados en el mismo periodo de 2019.

Tabla 31. Precio promedio de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO por tipo de tecnología y combustible, 2019 y 2020

Tecnología y combustible	Precio promedio ($/MWh)		Variación (%)
	2019	2020	
TG – diésel	4,740.2	3,583.2	-24.4
TG - mezclas	n.d.	3,106.9	n.a.
TG - combustóleo	4,280.8	n.d.	n.a.
TC – combustóleo	2,229.4	1,594.5	-28.5
CI - mezclas	1,656.5	1,164.2	-29.7
CI - combustóleo	1,768.6	1,446.7	-18.2

Notas: Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad. "n.d." no disponible; "n.a." no aplica, cuando los PM no presentan Ofertas de Venta.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

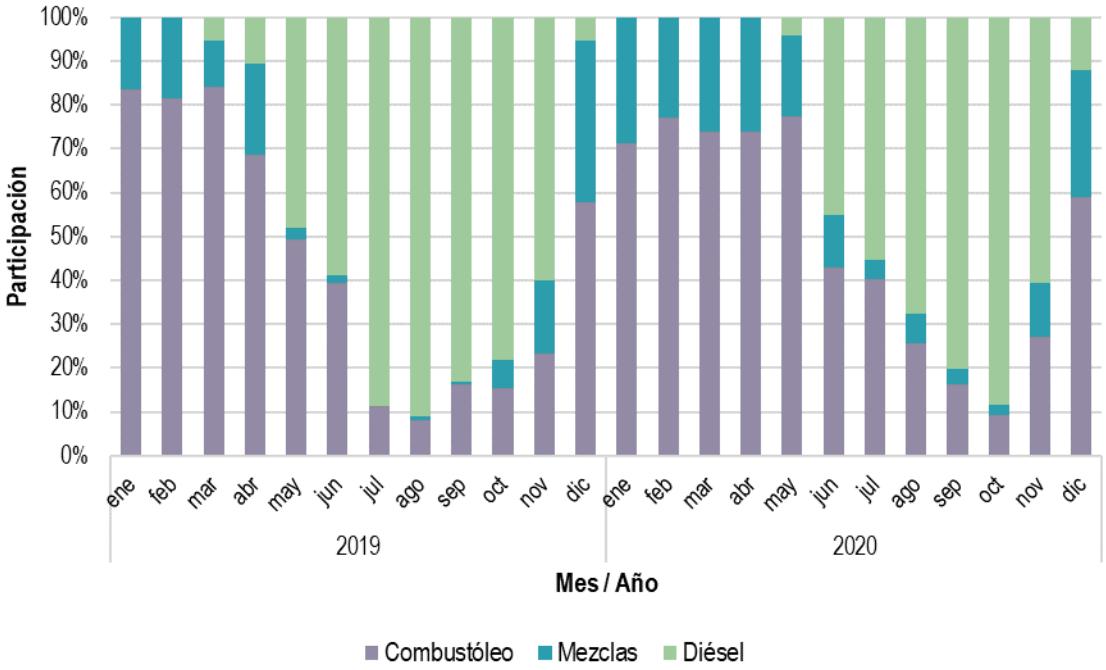
Con respecto al porcentaje de UCE que marginaron con base en el tipo de combustible que utilizan, la Gráfica 102 muestra que, en promedio, durante 2019 el 45.0 % de las veces marginaron UCE que utilizan combustóleo, mientras que el 11.0 % marginaron UCE que utilizan mezclas de combustóleo y diésel y el 44.0 % las que utilizan diésel.

Por otra parte, las UCE que utilizan combustóleo, el combustible más económico disponible en el BCS, marginaron en promedio con mayor frecuencia durante el 2020 (49.5 %), mientras que las UCE con diésel y las que utilizan mezclas de combustibles, marginaron 16.1 % y 34.4 %, respectivamente, en el transcurso del año.

La contracción del precio del combustóleo y el aumento en la frecuencia con que marginaron las UCE que emplean dicho combustible, fueron dos condiciones que empujaron a la baja los PML del MDA en el primer semestre de 2020, periodo en el que las UCE con combustóleo marginaron 69.4 % de las veces.

En la segunda mitad de 2020, cambió la participación de las UCE marginales en el MDA del BCS, derivado del repunte y la propia estacionalidad de la demanda de energía y, por tanto, provocaron un efecto al alza de los PML. Las UCE que utilizan diésel, combustible más caro para generar energía, marginaron en promedio 60.6 % de las veces, mientras que de enero a abril no marginaron.

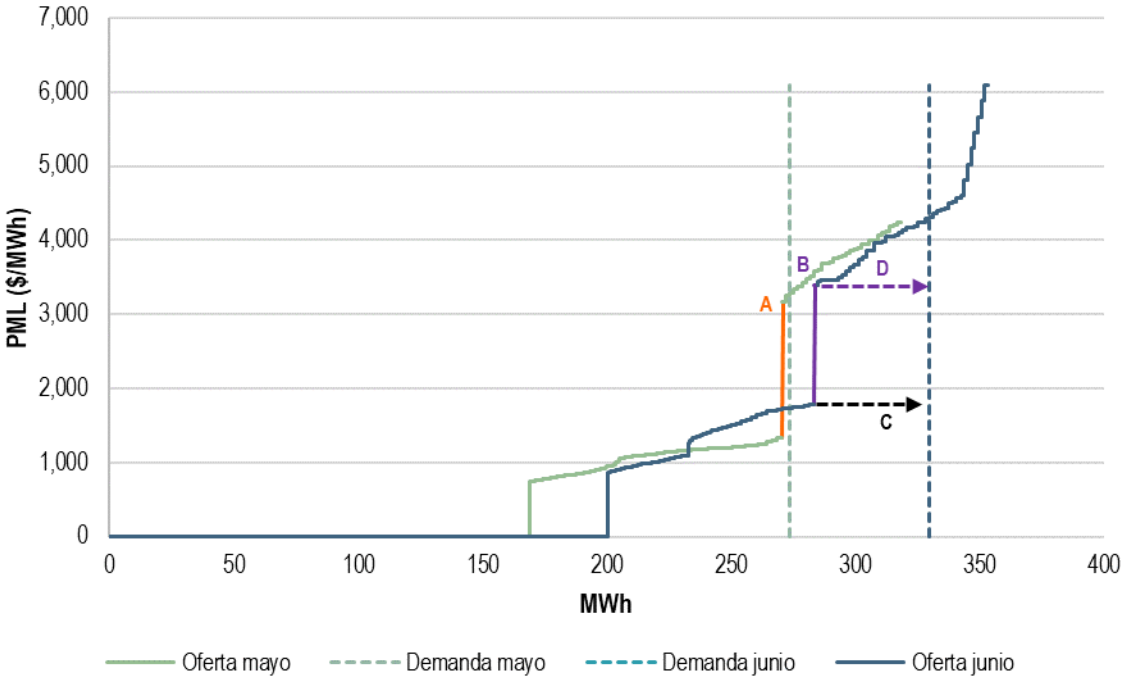
Gráfica 102. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: Se indican "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 103 se presentan las curvas de oferta y demanda en la hora 22 (hora pico) del 13 de mayo y 10 de junio de 2020. El punto A (naranja) muestra el nivel de demanda del 13 de mayo, a partir del cual fue necesario utilizar tecnología TG, mientras que el punto B (morado) muestra el nivel de demanda del 10 de junio a partir del cual esto fue necesario. La gráfica muestra que a pesar de que en mayo las UCE de tecnología TG eran requeridas a un nivel de demanda menor, en junio aún con mayor disponibilidad de TC, el incremento en la demanda (punto C) propició un mayor uso de tecnología TG y, por tanto, aumentó la frecuencia con que marginaron este tipo de UCE (punto D).

Gráfica 103. Curvas de oferta y demanda en el MDA del BCS, 13 de mayo y 10 de junio de 2020 en la hora 22



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

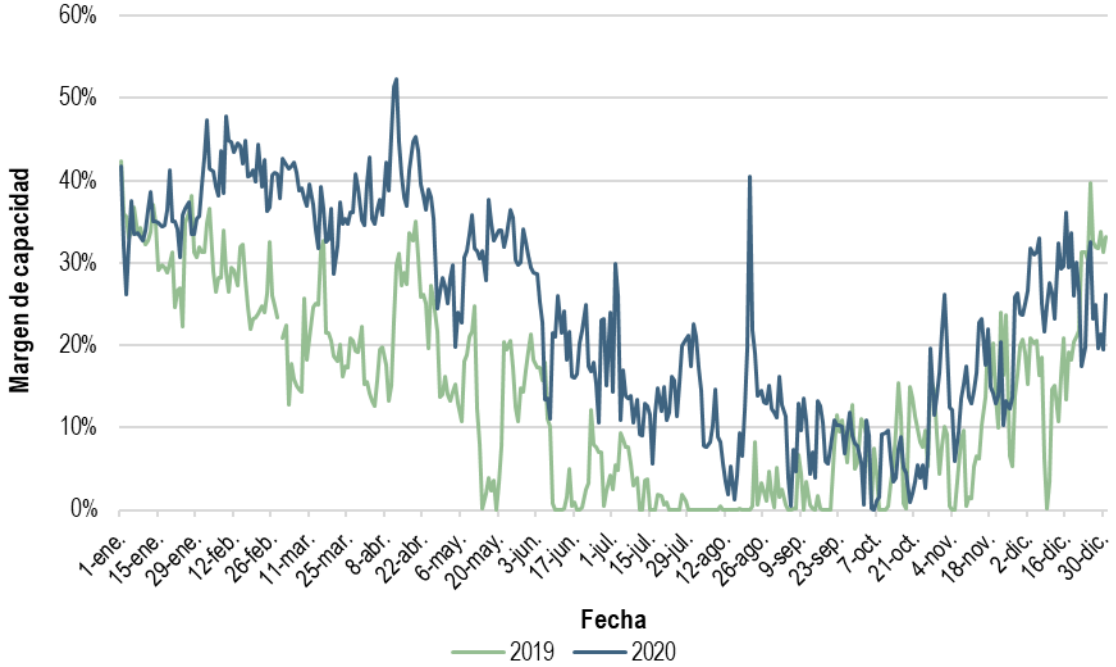
MAYOR MARGEN DE CAPACIDAD

El margen de capacidad se refiere a la capacidad disponible de generación después de suministrar la demanda y los requerimientos de reserva. En la Gráfica 104 se observa que el margen de capacidad durante la mayor parte de 2020 fue superior al registrado en 2019. En promedio, durante 2020 el margen de capacidad registrado fue de 24.1 %, 10.2 puntos porcentuales más que el margen de capacidad promedio registrado durante 2019 (13.9 %).

En 2019, el 18.4 % de las observaciones del margen de capacidad fue del 0.0 %, es decir, la capacidad disponible fue insuficiente, de manera que se realizaron relajaciones a los requerimientos de reservas o se ejecutaron cortes de energía, lo que explicó en parte el nivel de PML más alto en ese año.

En cambio, solo el 0.8 % de las observaciones del margen de capacidad en 2020 fue del 0.0 %. La capacidad fue suficiente para atender el requerimiento total de energía y reservas en el transcurso del año, situación que permitió una operación con mayor holgura sin necesidad de recurrir a acciones para recuperar o restablecer los niveles de reservas, como los cortes de energía y sus efectos al alza en los PML del sistema.

Gráfica 104. Margen de capacidad después de reservas en la hora de menor margen diario en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Nota: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el primer semestre de 2020 se contó con un margen de capacidad suficiente para cubrir la demanda registrada y cualquier contingencia. El nivel de margen de capacidad ayudó a hacer frente a la demanda, gracias a condiciones de menor energía indisponible en el mismo periodo. La combinación de estas dos condiciones propició que los PML disminuyeran.

No obstante, a partir de junio de 2020 se observó una reducción del margen de capacidad promedio que pasó de 35.0 % en enero a 9.0 % en septiembre. Lo anterior debido a la reapertura de la actividad económica y como consecuencia del cambio en el requerimiento de la energía inyectada (en enero la energía inyectada promedio fue de 5,881.3 MWh, en septiembre fue 9,567.9 MWh, 62.7 % mayor).

Cabe destacar que en el último trimestre de 2020 se registró un repunte del margen de capacidad (16.8 %) con valores equiparables a los observados en 2019 (16.0 %), lo cual está en armonía con el descenso en la demanda de energía del tercer al cuarto trimestre y, por tanto, sus efectos a la baja en los PML.

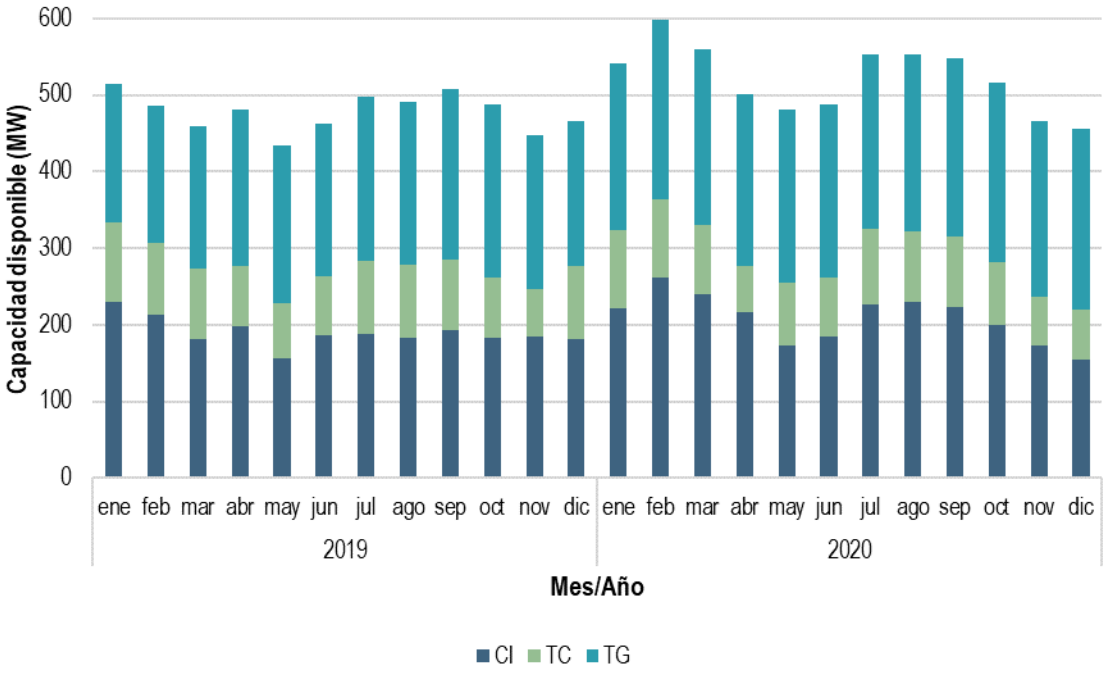
MENOR ENERGÍA INDISPONIBLE

De enero a diciembre de 2020, la capacidad disponible promedio horaria de las UCE con Ofertas de Venta TE fue 9.2 % mayor a la observada durante el mismo periodo de 2019 (ver Gráfica 105). Lo anterior se explica por el incremento en la capacidad disponible de las UCE con tecnología CI y TG, del 10.0 % y 13.5 %, respectivamente, de un año a otro.

En particular el aumento de la capacidad disponible de las UCE CI, tecnología que emplea combustóleo y mezcla intermedio 15[92] para generar energía eléctrica, contribuyó a la reducción de los PML en el primer semestre de 2020. Esto coincide con el incremento en la frecuencia con que marginaron estas UCE y el descenso de los precios del combustóleo.

En cambio, en el segundo semestre, la capacidad disponible de las UCE CI cayó 6.9 % con respecto a lo observado en los primeros seis meses de 2020 y, en su lugar, se incrementó la capacidad disponible de las UCE con tecnología TG de 226.2 MW a 231.7 MW de un semestre a otro, situación que abonó a la recuperación de los PML. Este aumento en la indisponibilidad de las UCE CI se debió al inicio del periodo de mantenimientos a partir de octubre de 2020. Asimismo se tuvo un aumento en las fallas de otras UCE con esta tecnología durante diciembre de 2020, siendo las UCE TG las que reemplazaron la generación de estas.

Gráfica 105. Capacidad disponible promedio horaria por tipo de tecnología de las Ofertas de Venta TE en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

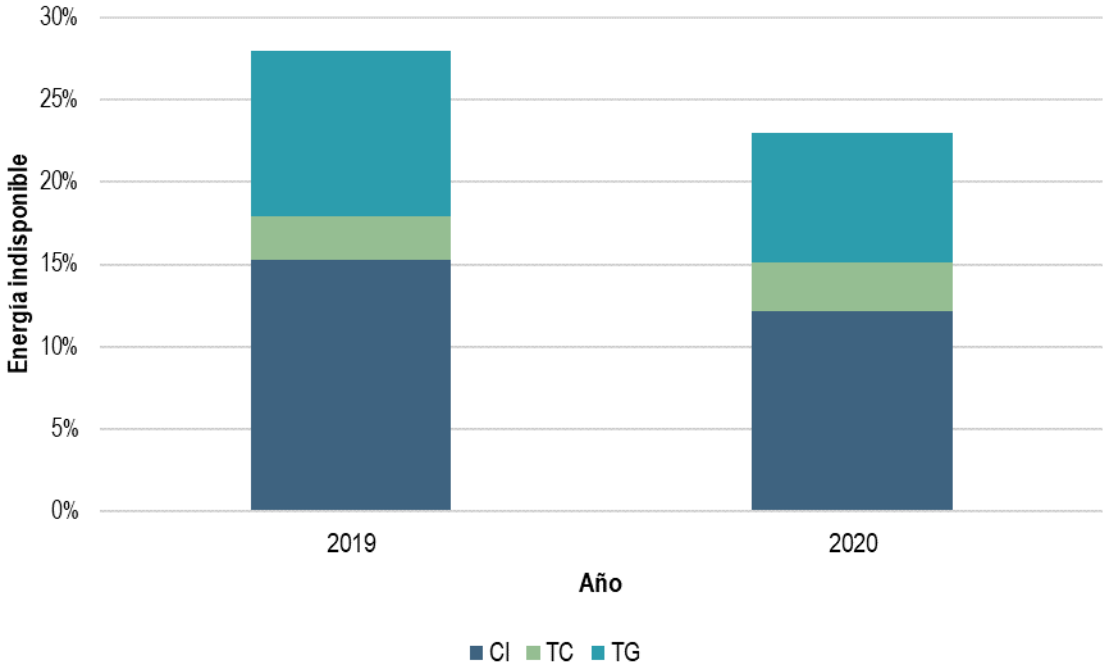
El incremento de la capacidad disponible de las UCE con Oferta de Venta TE en el 2020 se relaciona directamente con el descenso en la energía indisponible. En la Gráfica 106 se puede observar que la energía indisponible en 2020, proveniente de tecnología CI y TG, disminuyó en 3.1 % y 2.2 %, respectivamente, en relación con el año previo.

En términos generales, la energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE alcanzó un promedio de 27.9 % de enero a diciembre de 2019, mientras que en 2020 fue de 23.0 % (ver Gráfica 107). La energía indisponible se comportó de forma inversa que la demanda de energía, ya que, al presentarse el menor nivel de demanda en el sistema, la energía indisponible promedio diaria alcanzó 4,810.1 MWh en el segundo trimestre de 2020. En cambio,

[92] La mezcla intermedio 15 es un combustible marino, formado por la mezcla de combustóleo pesado en un 85 % y diésel en un 15 %. Fuente: https://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/refinados/ifo-180m-intermedio.aspx

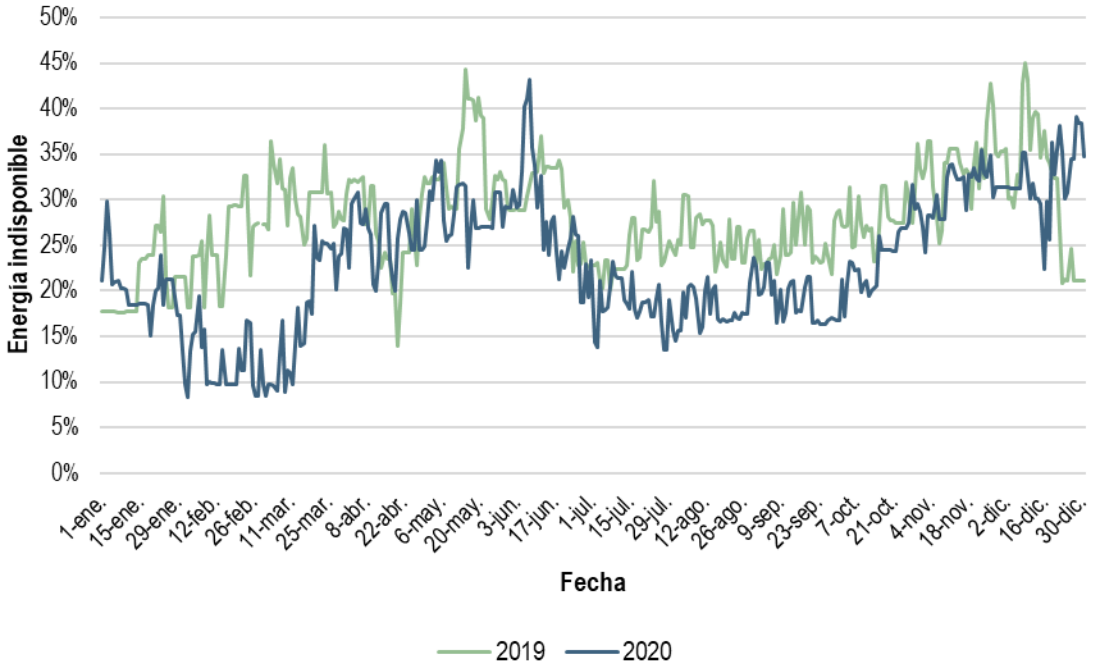
la energía indisponible promedio diaria descendió a 3,280.3 MWh en el tercer trimestre cuando se alcanzaron los niveles máximos de demanda de energía.

Gráfica 106. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE por tipo de tecnología en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 107. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD NETA

Si bien la capacidad neta por tipo de tecnología durante 2020 se incrementó con respecto al 2019 en 29.2 %, no es el motivo de la disminución anual registrada en los PML del BCS. Este aumento en la capacidad neta corresponde a la entrada de seis UCE con tecnología TG que se encuentran en pruebas, por lo que representan Ofertas de Venta de energía NP, y ocurrió el 17 de septiembre de 2020 (ver Tabla 32).

Tabla 32. Capacidad neta por tipo de tecnología en el BCS, 2019 y 2020

Tipo de Tecnología	Capacidad (MW)		Variación (%)	Participación (%)	
	2019	2020		2019	2020
CI	292.0	289.0	-1.0	57.6	61.4
TG	281.8	499.3	77.2	16.4	12.3
TC	104.0	103.7	-0.3	21.0	20.8
FV	55.5	55.5	0.0	5.0	5.5
Total	**733.3**	**947.5**	**29.2**	**100.0**	**100.0**

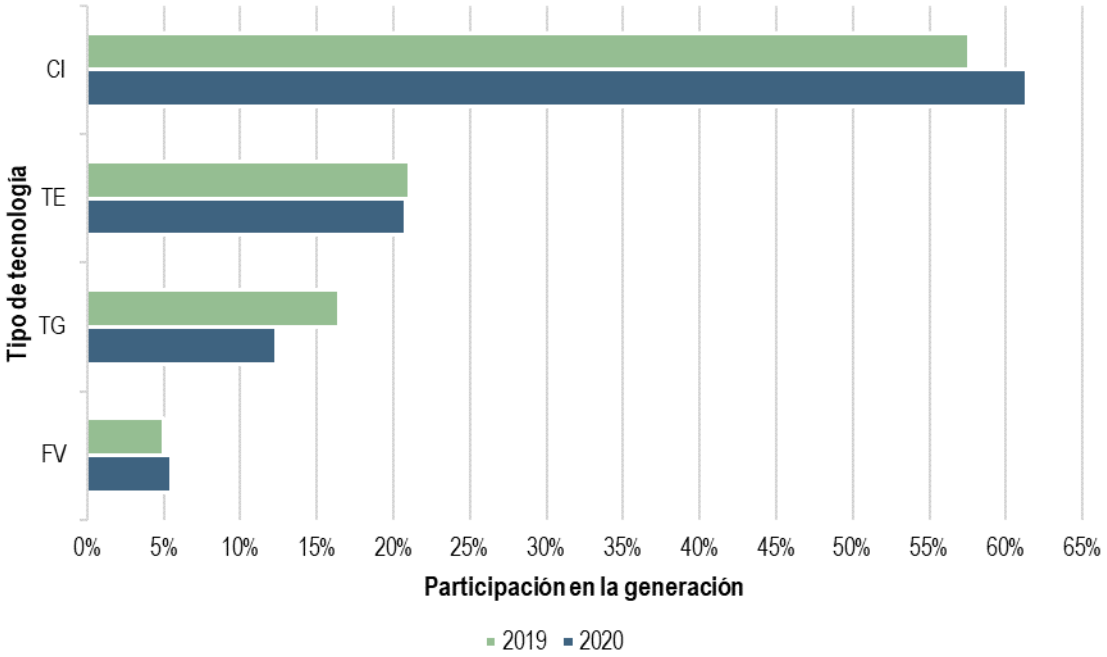
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Cabe señalar que la adición de los 217.5 MW de UCE tipo TG representó un incremento de 77.2 % de este tipo de tecnología con respecto al mismo periodo del año previo. Además, en términos de oferta, estas UCE son las más caras en el BCS, toda vez que utilizan diésel para generar energía. Debido a esto, el incremento de la capacidad neta de tecnología TG no tuvo un efecto en la reducción de los PML, ya que su asignación y despacho se encontraron en la última sección de la curva de mérito como se ejemplificó en la Gráfica 103. No obstante, con esta nueva capacidad se aseguró minimizar las reducciones a los requerimientos de reservas o posibles cortes de energía y, por tanto, se evitó que los PML registraran precios tope.

GENERACIÓN

En la Gráfica 108 se observa que el despacho de 2020 para las UCE con tecnología CI incrementó 3.8 %, mientras que para la tecnología TG disminuyó 4.1 % con respecto a 2019. Los cambios observados coinciden con la disminución anual de los PML en el BCS, ya que incrementó la generación de energía con tecnologías que usan combustóleo o mezclas, mientras que la generación con tecnología TG (de mayor costo), que utiliza diésel, disminuyó con respecto al año previo.

Gráfica 108. Participación en la generación por tipo de tecnología en el MDA del BCS, 2019 y 2020



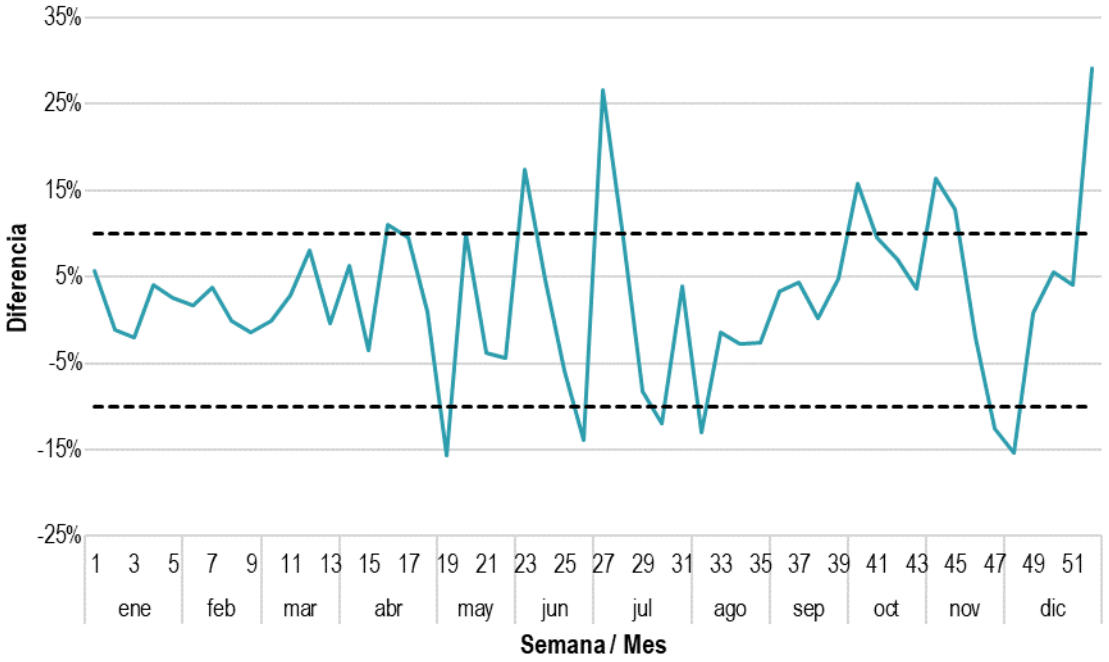
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

2.3.1.3 ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE CONTRIBUYERON A LA CONTRACCIÓN DEL PML EN EL MTR

En el BCS, el PML promedio diario del MTR de 2020 ($2,217.7/MWh) resultó 1.9 % mayor que el registrado en el MDA ($2,175.5/MWh). La diferencia promedio semanal entre el PML del MTR y el PML del MDA se mantuvo dentro del rango de referencia +/-10.0 %[93] en 38 de las 53 semanas de 2020 (ver Gráfica 109). En ocho semanas el PML del MTR superó al PML del MDA por arriba del nivel de tolerancia (arriba del +/-10.0 %), y seis semanas el PML del MTR fue menor al registrado en el MDA (por debajo del +/- 10.0 %). Adicionalmente siete de estas observaciones ocurrieron en temporada de mayor demanda en el sistema.

[93] El valor +/-10 % es un rango de referencia para identificar valores atípicos en las diferencias de los PML entre el MDA y el MTR. Si bien el rango de referencia no es un indicador de eficiencia del mercado, su valor está asociado al nivel de madurez de un mercado. Un mercado eficiente presenta diferencias debido a la naturaleza estocástica de las operaciones en tiempo real, las cuales están condicionadas por las características y restricciones físicas del sistema eléctrico. Cabe señalar que los mercados maduros tienden a mostrar menores diferencias en los PML debido al desarrollo tecnológico, procedimientos y mecanismos que permiten que los procesos de un mercado eléctrico operen de forma integrada.

Gráfica 109. Diferencia promedio semanal entre el PML del MDA y el PML del MTR en el BCS, 2020



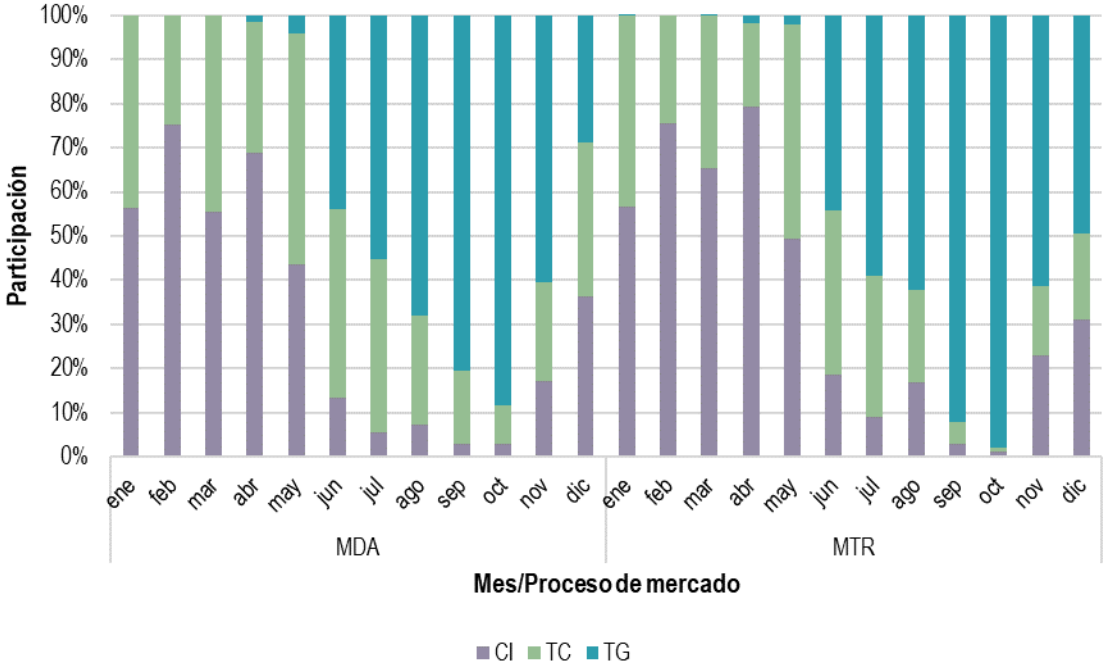
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DIFERENCIAS EN LAS UCE MARGINALES

De acuerdo con el análisis anterior se puede afirmar que la brecha entre el PML en el MDA y el MTR se mantuvo dentro de un rango de referencia +/-10.0 %, debido a que de enero a abril más del 50.0 % de las horas marginaron UCE con la tecnología de menores costos en el BCS, como fue el caso de UCE con CI, en ambos procesos de mercado, y la tecnología TG, la más costosa en el BCS, apenas marginó 1.6 % de las horas en el MDA y 1.7 % en el MTR.

A partir de mayo de 2020, esta condición cambió pues las horas en que marginaron las UCE con tecnología de menores costos se redujo hasta alcanzar apenas el 2.8 % de las horas en MDA y el 1.3 % en MTR durante octubre, mientras que las UCE con tecnología TG marginaron por arriba del 80.0 % de las horas, tanto en el MDA como en el MTR. El hecho de que estos datos coincidan es la explicación por la cual las diferencias entre el MDA y el MTR sean marginales y, por tanto, no explique de forma diferenciada el comportamiento de los PML en cada proceso de mercado.

Gráfica 110. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA y el MTR del BCS, 2020

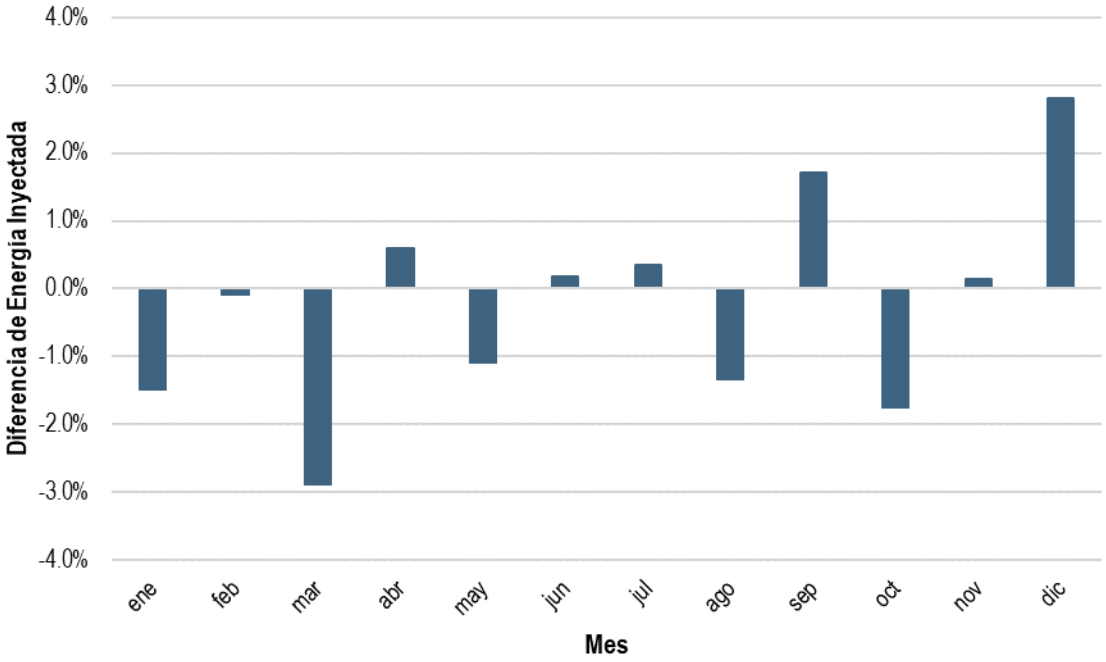


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DIFERENCIAS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA

Durante 2020 la diferencia promedio de la demanda de energía fue de -0,2 %, es decir, el pronóstico de demanda en el MDA fue mayor a la demanda registrada en el MTR. El error máximo se registró durante marzo (-2.9 %), mes en el que la emergencia sanitaria por el virus COVID-19 comenzó y la actividad económica se redujo drásticamente (ver Gráfica 111). El hecho de que la demanda de energía fuera menor en el MTR contribuyó a que fuera mayor la contracción del PML en este proceso de mercado.

Gráfica 111. Diferencias en la energía inyectada entre el MTR y el MDA del BCS, 2020

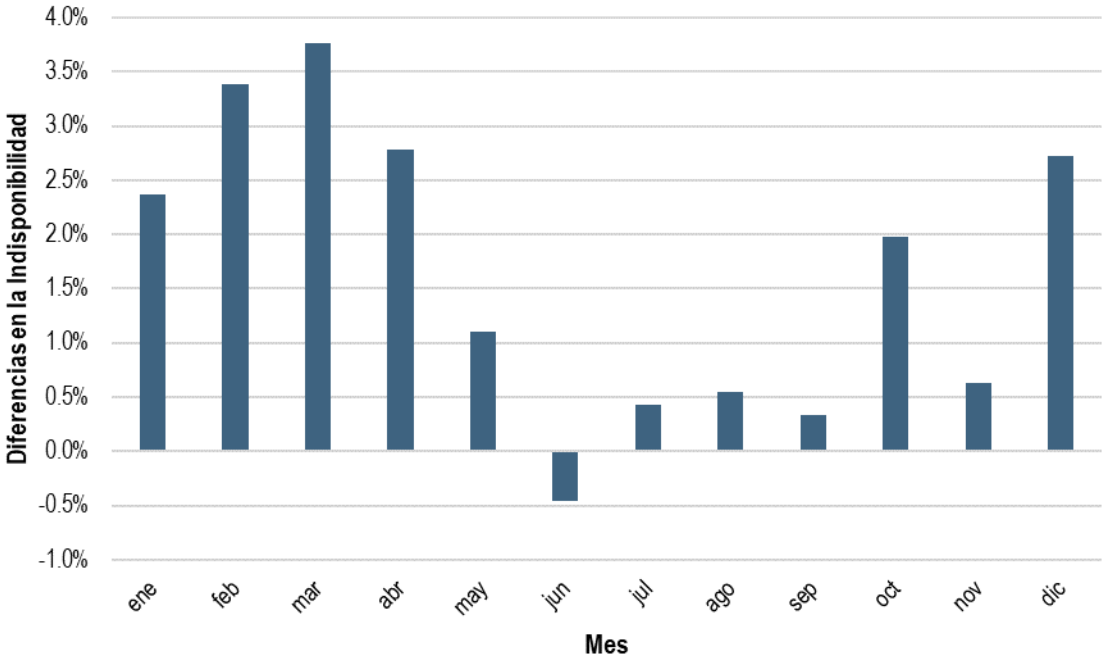


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DIFERENCIAS EN LA INDISPONIBILIDAD DE ENERGÍA

Durante 2020 la indisponibilidad registrada en el MTR fue mayor a la esperada en el MDA durante todos los meses, con excepción de junio. La diferencia promedio entre la indisponibilidad registrada en el MTR y el MDA de enero a diciembre fue de 1.4 %; durante marzo se registró la brecha más amplia (3.8 %) entre la indisponibilidad en el MTR y la esperada en el MDA (ver Gráfica 112). La mayor indisponibilidad de energía en el MTR contribuyó a que los PML en este proceso de mercado se mantuvieran por encima del nivel de los PML del MDA de manera consistente a lo largo de 2020.

Gráfica 112. Diferencias en la indisponibilidad entre el MTR y el MDA del BCS, 2020



Nota: El cálculo de las diferencias se llevó a cabo de la siguiente manera: MTR- MDA, por lo que un valor negativo indica una mayor indisponibilidad en MDA que en MTR y viceversa.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

2.3.1.4 CONCLUSIONES

La reducción del PML del BCS de 31.0 % en el MDA, durante el 2020 con respecto al 2019, fue consecuencia de la disminución de la demanda de energía (-3.4 %) y de la reducción de los precios promedio del combustóleo en 27.4 % a los registrados en el mismo periodo del año previo.

De igual manera, esta reducción en los precios del combustóleo tuvo un impacto a la baja en los precios de las Ofertas de Venta resultantes de la ECO (31.6 %). Adicionalmente, durante el 2020 las tecnologías que más marginaron fueron aquellas que utilizan combustóleo para generar energía eléctrica, lo cual también representó un impacto a la baja en los PML.

En el primer semestre de 2020, los PML registraron su mayor caída con respecto al mismo periodo del año previo, tanto en el MDA como en el MTR. La disminución de los precios del combustóleo (-50.3 %) y la reducción de la demanda de energía (-7.3 %), fueron los factores que contribuyeron a la contracción de los PML durante este periodo.

En el segundo semestre de 2020, los PML del BCS fueron 19.3 % menores a los registrados en el mismo periodo del año previo, como consecuencia de una reducción en el margen de capacidad, la recuperación en la demanda de energía eléctrica y el incremento en los precios del combustóleo. En consecuencia, se observó un cambio en la participación de las UCE marginales, aquellas que utilizan diésel, combustible más caro para generar energía, marginaron en promedio 60.6 % de las veces.

En los últimos tres meses del año, se registraron PML mayores a los precios registrados en el mismo periodo del año previo, sin embargo, en promedio se mantuvo 6.4 % por debajo del nivel observado en el último trimestre de 2019.

Con respecto a las diferencias registradas entre el MDA y el MTR durante 2020, la brecha promedio de los PML fue de 2.4 %. La mayor diferencia se registró en diciembre (29.2 %) cuando los PML en el MTR fueron mayores a los registrados en el MDA. Las diferencias en la demanda de energía y en la indisponibilidad de energía más amplias registradas en el periodo ocurrieron en marzo (-2.9 % y 3.8 %, respectivamente), mes en el que comenzó la emergencia sanitaria por el virus COVID-19 y la actividad económica se redujo drásticamente. Estas diferencias fueron dos factores adicionales que explicaron la mayor contracción del PML observada en el MTR.

2.3.2 EVENTOS RELEVANTES DEL BCS

2.3.2.1 DIFERENCIAS ATÍPICAS EN EL PRECIO DE LA RREG ENTRE EL MDA Y EL MTR

Durante el 2020, la diferencia del precio de la RREG entre el MDA y el MTR en el BCS fue de 227.2 %, con un precio promedio en el MDA de $100.2/MWh y de $327.8/MWh en el MTR. Las diferencias de precios entre ambos procesos de mercado deberían ser mínimas, por lo que la brecha registrada se considera como un valor atípico. Adicional a lo anterior, se registró que:

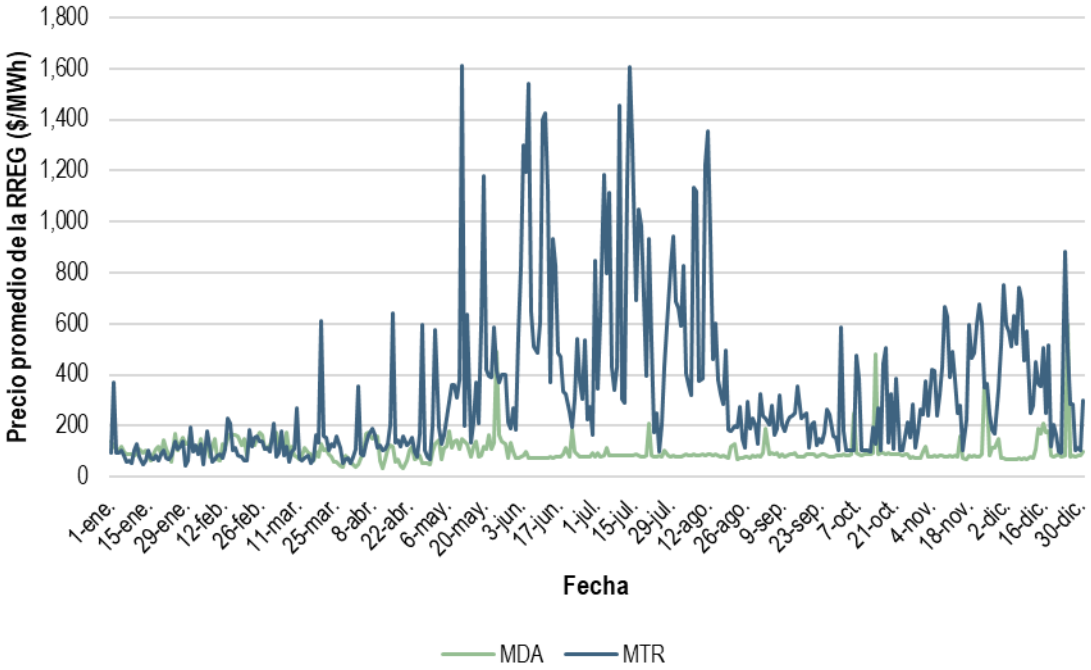
1. La RREG y la RR10 presentaron los mismos precios de forma consistente en el MDA y no así en el MTR a partir de marzo de 2020. Este comportamiento de precios indica que se utilizó RREG, tanto para satisfacer su propio requerimiento como para satisfacer el requerimiento de la RR.
2. Los precios de la RREG en el MDA mostraron menor variabilidad a partir del 24 de marzo a diferencia del MTR, lo cual es atípico ya que este tipo de reserva es sensible a los PML, es decir, sigue el comportamiento de los PML, lo que no sucedió en este caso particular.

El objetivo de esta sección es identificar los factores que coadyuvaron en la diferencia del precio de la RREG del MDA y MTR en el BCS. En primer lugar se analizan los precios de las reservas en el MDA y el MTR y las diferencias en los costos de oportunidad entre los procesos de mercado. En seguida se estudian los precios de la RREG en el MDA y su variabilidad por costos de oportunidad bajos, así como la asignación y requerimientos de reservas en el MDA. Finalmente, se presenta un caso de estudio con la finalidad de identificar las diferencias en el tratamiento de las reservas en el MDA y el MTR, y sus efectos en los precios.

PRECIOS DE LAS RESERVAS EN EL MDA Y EL MTR

El comportamiento de los precios de la RREG en el MTR fue distinto al registrado en el MDA. En 2020 los precios de la RREG en el MTR fueron mayores a los precios en el MDA. En la Gráfica 113 se observa que la diferencia fue mayor entre mayo y agosto de 2020, periodo en el que el precio promedio mensual de la RREG en el MTR fue hasta 1,981.9 % mayor en junio, en comparación con el precio promedio en el MDA. Si bien la brecha entre los precios se redujo de septiembre a diciembre (246.2 % en promedio), no deja de ser una diferencia importante entre los precios de ambos procesos de mercado.

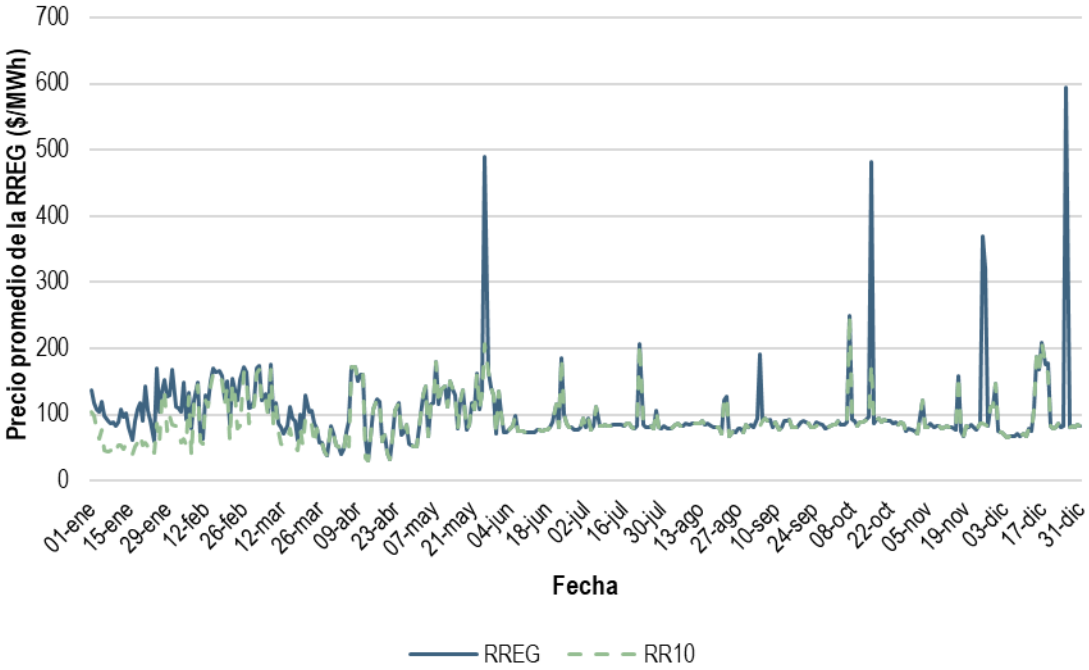
Gráfica 113. Precio promedio diario de la RREG en el MDA y MTR del BCS, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En lo que respecta a la RREG y la RR10 en el MDA, los precios de estas reservas fueron los mismos en la mayor parte de 2020. Este comportamiento es consistente a partir del segundo trimestre del año, lo que sugiere una mayor asignación de la RREG, tanto para cubrir su propio requerimiento, como para satisfacer los requerimientos de la RR, lo cual está permitido en las Reglas del Mercado. Sin embargo, la baja variabilidad del precio tanto de la RREG como de la RR10 es una condición atípica, y se explica por los bajos costos de oportunidad de las mismas, como se expondrá más adelante.

Gráfica 114. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del BCS, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

DIFERENCIAS EN LOS COSTOS DE OPORTUNIDAD ENTRE EL MDA Y EL MTR

El componente más importante del costo de proveer una reserva de energía es el costo de oportunidad de la UCE. Por lo que entre más grande sea, se infiere que proveer esa reserva tendrá un mayor valor ante las condiciones de la hora de operación, tales como el nivel de la demanda o la disponibilidad de capacidad de generación.

El costo de oportunidad es la diferencia entre el PML del nodo al que se encuentra interconectada la UCE y su punto de despacho para proveer reservas; en otras palabras, es el valor económico que deja de recibir la UCE por la capacidad de generación que no es suministrada como energía, pero es asignada como reserva. Considerando esto, los modelos de optimización del MDA y MTR deben minimizar estos costos de oportunidad con el fin de aprovechar la máxima capacidad de generación de bajo costo para el suministro de energía.

De esta forma, las UCE que deberían tener reservas asignadas serían aquellas cuyo costo incremental sea similar a su PML, como ocurre en el MDA del BCS, por lo que en este caso se registraron costos de oportunidad promedio de $70.8/MWh durante 2020. Esta condición tendría como efecto costos de oportunidad bajos; sin embargo, en el MTR del BCS se observaron costos de oportunidad promedio de $367.3/MWh en 2020, lo que representó una brecha de 418.6 % entre los costos de oportunidad de un proceso de mercado y otro.

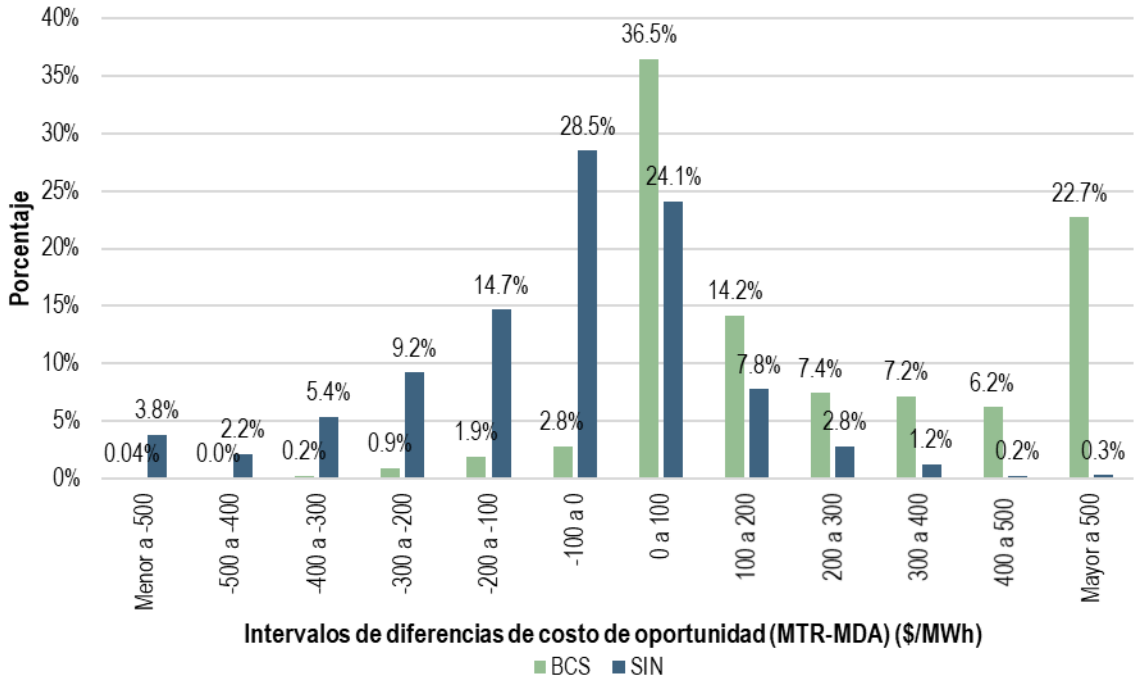
Con el objetivo de hacer una comparación en los sistemas, se calcularon las diferencias en los costos de oportunidad entre el MTR y el MDA del SIN y BCS de mayo a diciembre de 2020, periodo en el que se presentaron las mayores diferencias en el BCS. Este sistema es el más grande del SEN, por lo que existen UCE que pueden proveer todos los Servicios Conexos necesarios. Por lo tanto, la magnitud de las diferencias en los costos de oportunidad del SIN son pequeñas.

En la Gráfica 115 se observa que existe una mayor distribución de diferencias positivas en el BCS con un 94.2 % del total de las muestras, lo que indica que los costos de oportunidad en el MTR suelen ser mayores con respecto al MDA.

En comparación con el SIN, los valores suelen tener una distribución más simétrica y una mayor concentración en los valores de -$100/MWh a $100/MWh.

El efecto de la falta de la aplicación de un software de MTR (AU-TR, DERS-I, DERS-MI) que determine los precios en Tiempo Real con base en las instrucciones de despacho resultantes del mismo, en lugar de una simulación ex – post, tiene un efecto mayor en el BCS dada la baja disponibilidad de UCE que pueden proveer Servicios Conexos, lo cual es consecuencia del reducido tamaño de este sistema.

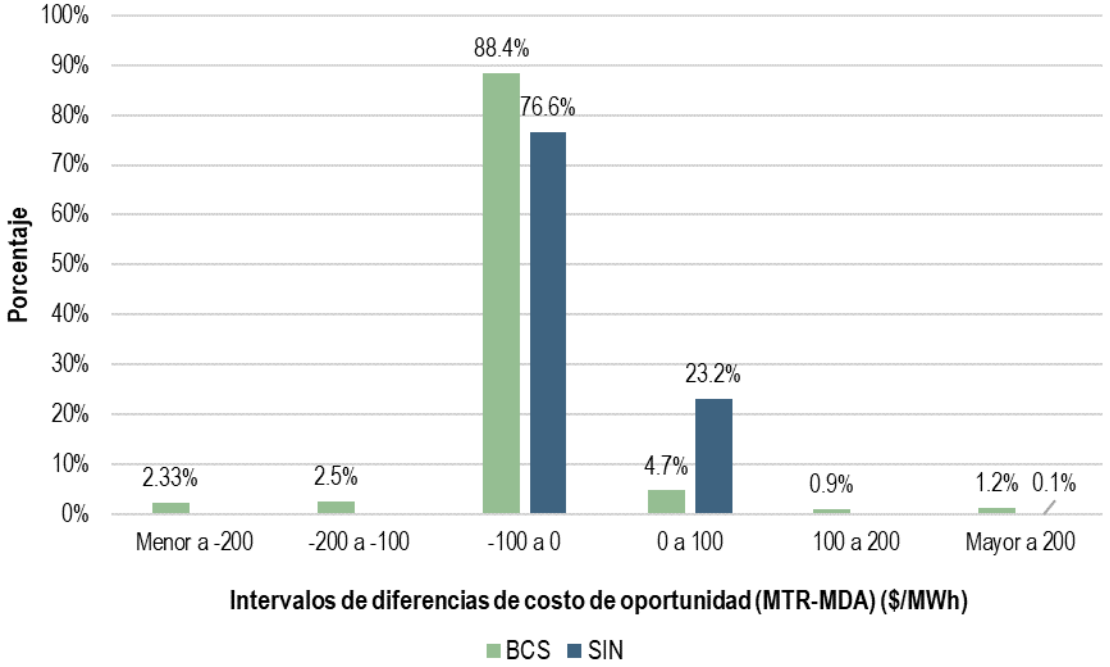
Gráfica 115. Diferencias de los costos de oportunidad de RREG entre el MDA y el MTR del BCS y del SIN, mayo a diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En cuanto a los costos de oportunidad que corresponden a la estimación de las UCE marginales para RR10, en la Gráfica 116 se puede observar que la diferencia entre ambos procesos de mercado en el BCS es similar a la ocurrida en el SIN.

Gráfica 116. Diferencias de los costos de oportunidad de RR10 entre el MDA y el MTR del BCS y SIN, mayo a diciembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

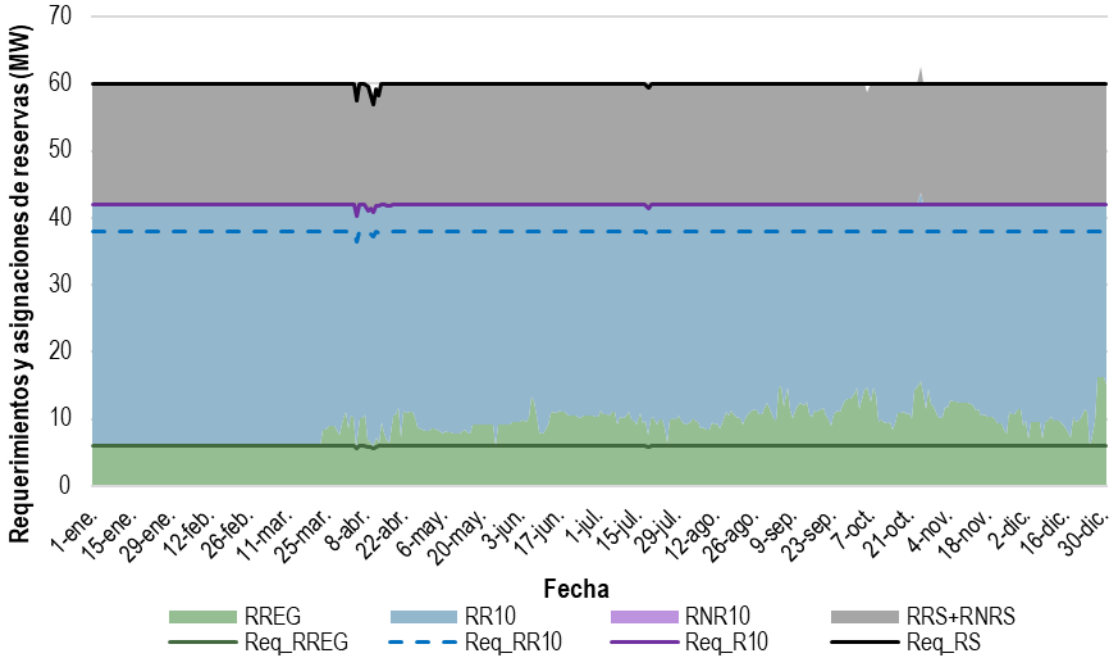
MENOR VARIABILIDAD EN EL PRECIO DE LA RREG EN EL MDA

Al presentarse menores costos de oportunidad para la RREG en el MDA en comparación con el MTR, dio como resultado que esta reserva tuviera un menor valor, por lo que la solución eficiente en el MDA fue una mayor asignación de RREG para contribuir a atender otros requerimientos como la RR. En contraparte, los costos de oportunidad de la RREG en el MTR mayores imposibilitaron la sustitución de reservas en este proceso de mercado.

Es importante señalar que conforme al numeral 2.3.1 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, las reservas de mayor calidad pueden cubrir a las de menor calidad.

La Gráfica 117 muestra los requerimientos y asignación de los Servicios Conexos durante 2020 en el MDA. La asignación de RREG (área verde) fue mayor a sus requerimientos (línea verde), por lo que se valida el efecto sustitución antes mencionado. De esta forma, la RREG contribuyó a alcanzar los requerimientos de la RR10 (línea azul punteada), mientras que la RR10 también registró una sobreasignación (área azul por arriba de la línea azul punteada) que ayudó con los requerimientos de la RNR10 (línea morada). Por último, no se presentó sustitución de la RRS y RNRS.

Gráfica 117. Requerimiento y asignación de la RREG, RR10, RNR10 y RRS+RNRS en el MDA del BCS, 2020



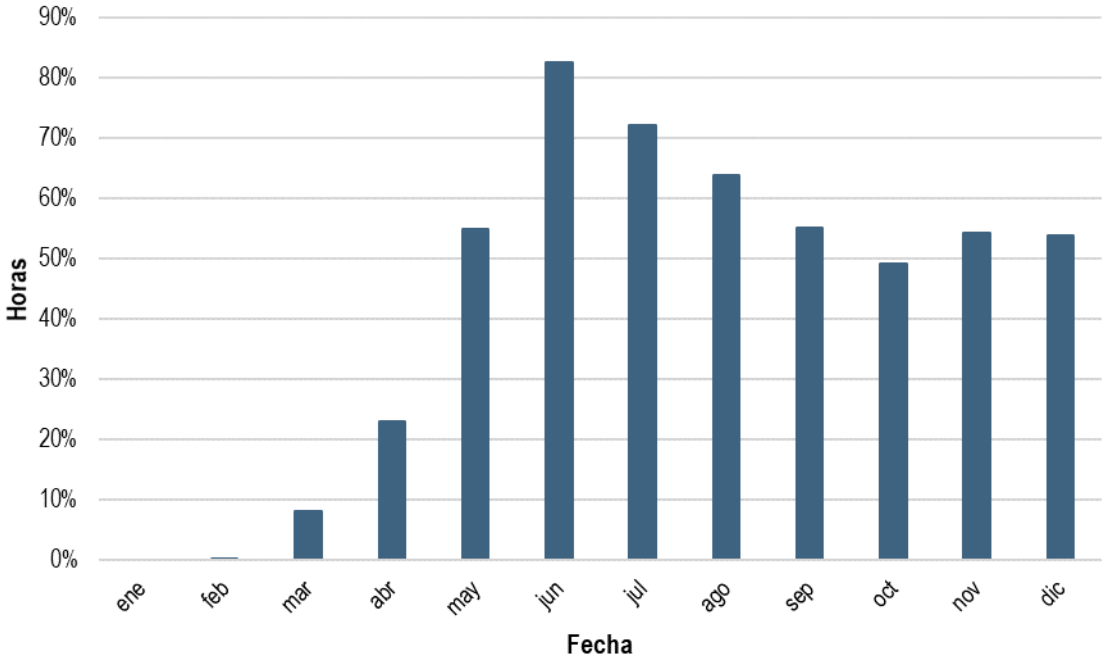
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Derivado del análisis anterior, se puede confirmar que en el MDA se llevó a cabo sustitución de reservas y que la RREG se utilizó para cumplir los requerimientos de reservas de la RR10, en consecuencia, el precio de ambos Servicios Conexos fue el mismo.

Cuando se presenta una sustitución de reservas, el precio de ambos Servicios Conexos es el mismo, puesto que solo existe un solo recurso marginal para la suma de ambas reservas. Por lo que ante el incremento de RREG para suministrar RR10, solo existe un costo de oportunidad (marginal) para RREG-RR10, y será este el que determine el precio de ambos productos.

No obstante, de mayo a diciembre se registraron costos de oportunidad RREG-RR10 iguales a cero en el MDA, por lo que la oferta de disponibilidad fijó el precio de ambos productos. Lo anterior ocurrió en el 60.7 % de las horas en promedio al mes, con un máximo en junio de 82.6 %. Lo que dio como resultado que los precios de la RREG y la RR10 presentaran una menor variabilidad, puesto que la oferta de disponibilidad de reservas suele ser similar entre las UCE de la misma tecnología (ver Gráfica 118).

Gráfica 118. Porcentaje de horas con costo de oportunidad cero (RREG-RR10) en el MDA del BCS, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

CASO DE ESTUDIO: COSTOS DE OPORTUNIDAD Y PRECIOS DE LAS RESERVAS DEL 11 DE JUNIO DE 2020

Como se mencionó, la causa de las diferencias de los costos de oportunidad entre el MDA y el MTR es la falta de software que determine los precios en Tiempo Real con base en la asignación y despacho resultante del mismo, y no mediante una simulación ex – post como se ejecuta en la actualidad (ver sección 3.6). A continuación, se presenta el caso de estudio para analizar los costos de oportunidad en el MDA y el MTR. Se toma como referencia la hora 5 del 11 de junio de 2020.[94]

En el MDA del BCS, el precio de la RREG, RR10 y RNR10 fue el mismo ($73.9/MWh), mientras que en el MTR, el precio de la RREG publicado por el CENACE fue de $1,830.8/MWh; es decir, en la hora 5 del 11 de junio de 2020, el precio de la RREG en el MTR del BCS fue 2,377.4 % más alto que el precio registrado en el MDA. Lo anterior evidencia diferencias entre la planeación y la operación del mercado que impide que el tratamiento sea igual en ambos procesos (ver Tabla 33).

Tabla 33. Precios de Servicios Conexos en el MDA y MTR del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020

Servicio Conexo	Precio publicado MDA ($/MWh)	Precio publicado MTR ($/MWh)
RREG	73.9	1,830.8
RR10	73.9	73.9
RNR10	73.9	73.9
RRS	45.5	45.5
RNRS	45.5	45.5

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[94] Si bien este escenario es especifico, su análisis puede trasladarse al resto de los días ya que muestra la causa raíz de este evento.

En la Tabla 34 se encuentra la lista de UCE disponibles y asignadas en el día y la hora de análisis. El Grupo 1 corresponde a las UCE que fueron asignadas en ambos procesos de mercado. El Grupo 2 corresponde a las UCE que no fueron asignadas, pero sí presentaron oferta de RREG.

En el Grupo 1 se asignaron las mismas unidades (CE506-U3, CE506-U2 y CE044-U3) tanto en el MDA como en el MTR para la Oferta de Venta de RREG y RR10. En cuanto a la Oferta de Venta de energía, las 10 UCE del Grupo 1 fueron asignadas en ambos procesos de mercado, a pesar de que el PML promedio del MDA fue de $1,680.8/MWh y en el MTR de $3,340.5/MWh.

En el caso particular de la UCE CE334-U1 del Grupo 2, se encontraba en mérito en el MTR al presentar una oferta (en su primer escalón) menor al PML, sin embargo, no fue asignada. Lo anterior es el efecto de una asignación subóptima en Tiempo Real a causa de la divergencia entre la operación actual y el diseño del MTR que establecen las Reglas del Mercado, el cual se compone por los módulos AU-TR, DERS-I y DERS-MI (ver sección 3.6).

Hasta el cierre de 2020, los precios del MTR se determinaron a partir de una simulación ex-post, la cual sólo considera las Ofertas de Venta de las UCE que generaron energía en Tiempo Real. Por esta razón, el precio de la RREG en el MTR no pudo definirse por la UCE CE334-U1, ya que de haberse asignado, la diferencia entre el PML del MTR y su punto de despacho hubiese sido menor. Lo que ayudaría a minimizar la brecha entre ambos procesos de mercado, o bien los PML hubieran sido definidos por otra UCE, lo que tendría como efecto que los costos de oportunidad hubiesen sido similares en el MDA y el MTR.

Tabla 34. Oferta disponible y asignación de energía y Servicios Conexos de la Oferta de Venta TE del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020

Grupo	Clave UCE	Precio Escalón 1 ($/MWh)	Solución de Potencia (MWh)		RREG MDA (MW)		RREG MTR (MW)		RR10 MDA (MW)		RR10 MTR (MW)	
			MDA	MTR	Oferta	Solución Asignada	Oferta	Solución Asignada	Oferta	Solución Asignada	Oferta	Solución Asignada
1	CE506-U3	1,341.4	20.8	22.7	4.0	3.2	4.0	1.6	8.0	0.0	8.0	0.0
	CE506-U2	1,270.5	20.8	21.6	4.0	3.2	4.0	2.4	8.0	0.0	8.0	0.0
	CE044-U3	1,727.3	21.7	22.1	2.0	1.6	2.0	2.0	10.0	2.7	10.0	1.9
	CE044-U4	1,552.7	21.8	17.7	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	CE029-U1	4,038.9	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	5.3	16.0	8.1
	CE029-U4	3,577.9	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	16.0	16.0	16.0
	CE036-U2	979.9	30.5	32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	10.5	0.0
	CE036-U3	884.3	30.5	31.9	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	10.5	0.0
	CE036-U1	862.1	33.5	35.5	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0	11.5	0.0
	CE036-U6	1,488.4	24.0	25.3	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	3.0	0.0
2	CE334-U1	2,771.8	0.0	0.0	8.5	0.0	8.5	0.0	18.3	0.0	18.3	0.0
	CE029-U2	3,733.3	0.0	0.0	8.4	0.0	8.4	0.0	16.9	0.0	16.9	0.0
	CE044-U1	4,401.6	0.0	0.0	7.0	0.0	7.0	0.0	16.8	0.0	16.8	0.0
	CE029-U3	4,239.7	0.0	0.0	6.9	0.0	6.9	0.0	13.9	0.0	13.9	0.0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 35 se presenta el resumen de los PML, el punto de despacho y el costo de oportunidad de la RREG de las tres UCE asignadas dentro del Grupo 1 en el MDA y el MTR.

En el MDA el precio de las reservas se definió por la UCE CE506-U2, la cual registró una diferencia entre su PML y punto de despacho de -$102.5/MWh, por lo que el costo de oportunidad fue cero[95] y el precio se determinó por la oferta de disponibilidad $73.9/MWh.

Por otro lado, en el MTR el PML fue más alto que el precio de la oferta de la UCE, esto conlleva a costos de oportunidad mayores a cero (de $1,538.9/MWh a $1,810.1/MWh) y como resultado el precio de las reservas fue $1,830.8/MWh.

Tabla 35. PML y costos de oportunidad de la RREG en el MDA y en el MTR del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020

Clave UCE	MDA			MTR		
	PML ($/MWh)	Punto despacho ($/MWh)	Costo de oportunidad ($/MWh)	PML ($/MWh)	Punto despacho ($/MWh)	Costos de oportunidad ($/MWh)
CE506-U2	1,666.2	1,768.7	-102.5	3,268.5	1,433.2	1,835.3
CE506-U3	1,649.5	1,406.1	243.4	3,268.5	1,458.5	1,810.1
CE044-U3	1,649.5	1,414.6	235.0	3,315.8	1,777.0	1,538.9

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los costos de oportunidad promedio en la hora 5 del día 11 de junio en el MDA fueron 1,279.1 % menores a los registrados en el MTR. Los bajos costos de oportunidad en el MDA provocaron que el valor de la RREG disminuyera y se utilizara más cantidad de este producto para satisfacer el requerimiento del resto de las reservas. En la Tabla 36 se observa que en el MDA se asignaron 8.0 MW y en el MTR únicamente se asignaron 6.0 MW. Lo anterior sugiere que la diferencia de 2.0 MW de la RREG se utilizó para satisfacer los requerimientos de algún otro tipo de reserva (dado que el requerimiento de RREG en ambos procesos de mercado fue de 6 MW).

En el caso de la RR10, la solución asignada fue menor en el MDA que en el MTR, 34.0 MW y 36.0 MW respectivamente. Lo anterior sugiere que en el MDA se utilizó la RREG para cubrir requerimientos de la RR10 (2.0 MW); sin embargo, en el MTR no ocurrió así (ver Tabla 36).

Tabla 36. Requerimiento y asignación de RREG y RR10 en el MDA y MTR del BCS, hora 5 del 11 de junio de 2020

Proceso de Mercado	Requerimiento (MW)		Asignación (MW)	
	RREG	RR10	RREG	RR10
MDA	6.0	38.0	8.0	34.0
MTR	6.0	38.0	6.0	36.0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien, la diferencia en los precios de la RREG entre ambos procesos de mercado es alta, los precios resultantes en el MTR no tienen efectos en la liquidación de los PM, ya que la asignación de Servicios Conexos en el MTR, para fines de liquidación, es igual a la del MDA, por lo que la diferencia es cero. Con base en lo anterior, los precios de los Servicios Conexos no surten efectos en la liquidación al no haber aparentemente reasignaciones de reservas (ver sección 4.1). No obstante, la ocurrencia de costos de oportunidad altos en el MTR fue evidencia de una falla en la eficiencia en el proceso de asignación y despacho de UCE, dada la falta de los modelos de optimización en el MTR (AU-TR, DERS-MI y DERS-I) para determinar los precios de los Servicios Conexos en este proceso de mercado.

[95] De conformidad con la Base 10.4.3, inciso (e), subinciso (i), de las BME, el costo de oportunidad de una UCE será el mayor que resulte entre cero y la diferencia entre el PML en la ubicación de dicha UCE y su oferta de energía incremental.

2.3.2.2 CONCLUSIONES

Durante 2020 el precio de la RREG en el BCS registró una brecha promedio de 227.2 % entre los precios del MTR ($327.8/MWh) y el MDA ($100.2/MWh). Además, el precio de la RREG fue igual a la RR10 en el MDA la mayor parte del año, registrando una menor variabilidad en contraste con el MTR.

El efecto anterior se explica por dos causas. La primera de ellas es la asignación subóptima en Tiempo Real derivado de la divergencia entre la operación establecida en las Reglas del Mercado y la manera en cómo se opera el sistema en la práctica. La segunda se refiere a la determinación de precios del MTR mediante una simulación ex-post, que impide realizar asignaciones a UCE que no operaron en Tiempo Real (a pesar de encontrarse en mérito). En consecuencia, resultaron costos de oportunidad altos en el MTR y mayores al MDA.

Los bajos costos de oportunidad de la RREG en el MDA contrajeron el valor de este producto, lo que tuvo como efecto que se utilizara esta reserva para suministrar los requerimientos de la RR, lo cual está permitido de acuerdo con el numeral 2.3.1 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Aunado a lo anterior, los precios de la RREG y la RR10 en el MDA, determinados por el mismo recurso marginal dada la sustitución de reservas, presentaron menor variabilidad por registrarse costos de oportunidad de valor cero. Lo anterior, implicó que los precios se fijaran por la oferta de disponibilidad (la cual no suele tener variaciones importantes en su valor).

En el MTR la asignación y los requerimientos de la RREG coincidieron, es decir, la RREG no sustituyó a otras reservas, como en el MDA. Esto debido a que el precio fue determinado por costos de oportunidad mayores, lo que minimizó su asignación, dada la imposibilidad de asignar más UCE en la simulación ex-post.

A pesar de haberse registrado una brecha inusual de precios de la RREG entre el MDA y el MTR en el BCS, esta no surte efectos en la liquidación de los PM puesto que, como se menciona en la sección 4.1, las asignaciones de Servicios Conexos en el MTR son iguales a las del MDA, inhabilitando al precio de reservas del MTR para ser utilizado en la reasignación de estos productos. Sin embargo, los costos de oportunidad altos en el MTR evidenciaron la necesidad de implementar el software del MTR (AU-TR, DERS-I, DERS-MI) de acuerdo con las Reglas del Mercado, los cuales ayudan a mejorar la eficiencia en la asignación y despacho en Tiempo Real.

2.3.2.3 RECOMENDACIÓN

- La divergencia entre el diseño del MTR de acuerdo con las Reglas del Mercado y el esquema de operación mediante el MTR Ex–post, genera ineficiencias en el mercado, reflejadas en las diferencias en los precios de los Servicios Conexos entre el MDA y el MTR. Se recomienda que el CENACE comunique a la CRE el estado de avance de la implementación del MTR en lazo cerrado (con la retroalimentación entre sus módulos AU-TR, DERS-MI y DERS-I) y proporcione una hoja de ruta de los tiempos y etapas requeridos para la transición lógica y expedita del MEM de conformidad con las Reglas del Mercado. La transición debe contemplar que las instrucciones de asignación y despacho, así como los precios resultantes de estos módulos, sean vinculantes para la operación y liquidación del MTR, ya que a pesar de que los modelos AU-TR y DERS-MI se encuentran en operación, sus precios resultantes no son vinculantes. Este plan de transición y hoja de ruta pueden ser públicamente discutidos con los PM, como es la práctica en otros mercados eléctricos internacionales.

3 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL DISEÑO Y DESEMPEÑO DEL MEM

En esta sección se presentan los niveles de concentración y competencia para los tres Sistemas Interconectados, mediante el cálculo del y del Índice de Generación Residual (RSI, por sus siglas en inglés) de 2020 y se realiza una comparación con el año previo. Este análisis se complementa con el estudio de la evolución de la capacidad neta, los cambios en los PM y el impacto que provocó los Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiaria y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad (Términos para la reasignación de activos de la CFE),[96] así como la revisión de las adiciones o modificaciones a las Reglas del Mercado y a la regulación de la Industria Eléctrica que son relevantes para el funcionamiento del MEM.

3.1 NIVELES DE CONCENTRACIÓN Y COMPETENCIA

3.1.1 ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN

El IHH es una medida del tamaño de las empresas en relación con la industria, y un indicador de la competencia entre ellas mismas. En este sentido, el IHH mide la concentración dentro de un mercado.[97] La variable que se utilizó para el cálculo de este indicador fue la capacidad neta por Sistema Interconectado.

La entrada de nuevos PM, o bien de las nuevas UCE correspondientes a los PM ya existentes, así como la disminución de la capacidad de los PM con mayor proporción en el MEM, son variables que inciden en el comportamiento del IHH.

El SIN y BCS registraron un incremento de la capacidad neta en 2020, de 4.1 % y 29.2 %, respectivamente, con respecto al 2019; gracias a la entrada de nuevos PM y al incremento de capacidad de UCE ya existentes (ver Tabla 37). En cambio, el BCA no sufrió cambios en la infraestructura de generación.

Tabla 37. Capacidad neta por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Sistema	2019	2020	Variación anual (%)
SIN	79,688.7	82,919.0	4.1
BCA	3,324.5	3,324.5	0
BCS	733.3	947.5	29.2

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La capacidad neta total que entró al SIN ocasionó una disminución anual en el nivel del IHH del 6.0 % (ver Tabla 38). Esto fue consecuencia de la entrada de nuevos PM, que originó que la capacidad total del sistema se distribuyera entre un mayor número de agentes, además de que la redistribución de los activos de la CFE se llevó a cabo entre sus EPS de manera equilibrada, lo cual tuvo un impacto poco significativo en el IHH.

Una situación contraria a la que presentó el SIN ocurrió para el BCA y el BCS, como consecuencia de la reasignación de activos de la CFE. Al respecto, en el BCA se detectó que el PM184 absorbió el 27.9 % de la capacidad total, cuyos

[96] Diario Oficial de la Federación (25/11/2019). Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiaria y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5579715&fecha=25/11/2019

[97] En la literatura internacional se han identificado diferentes rangos que clasifican la concentración de un mercado a partir del IHH. Las métricas utilizadas dependen de las características específicas del mercado analizado. Ejemplos de esto último son las que utiliza el Departamento de Justicia de los Estados Unidos, cuyos umbrales son menos de 1,500 puntos para baja concentración; 1,500 a 2,500 para media y más de 2,500 se considera alta. Por su parte, el Banco Central Europeo ha empleado umbrales de 1,000 puntos para niveles de baja de concentración y mayores de 1,800 para una concentración alta. Mientras que, en la literatura académica, la cual se ha tomado como referencia, algunos autores como Yasar et al., (2017) clasifican el IHH como se muestra a continuación: valores de 0 a 2,000, muestran una baja concentración; de 2,001 a 4,000, media y de 4,001 a 10,000, alta. Ver mayores detalles en: Yaşar, m., Kiraci, K., Kayhan, S., & Ustaömer, T. C. (2017). A Concentration Analysis in the Turkish Domestic Air Transportation Industry using with CRm and Herfindahl-Hirschman Indexes. Gaziantep University Journal of Social Sciences, 16(3).

activos le pertenecían a los PM080 y PM001 de la CFE. En el caso del BCS, el PM184 concentró el 63.4 % de la capacidad neta que les correspondía a los PM346, PM001 y PM042. Ello ocasionó que su participación en ambos sistemas incrementara, el número de PM se redujera y el nivel de concentración pasara de medio a alto.

En virtud de lo anterior, a pesar del aumento en la capacidad neta de 241.2 MW en el BCS, el IHH no registró una disminución. Lo anterior se debió a que los nuevos MW que se integraron a este sistema le pertenecieron al agente con la mayor participación (94.1 %), por lo que el nivel de concentración se incrementó (ver Tabla 38).

Tabla 38. IHH por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Sistema	2019	Nivel de concentración	2020	Nivel de concentración	Variación anual (%)
SIN	1,193	Bajo	1,122	Bajo	-6.0
BCA	2,256	Medio	4,548	Alto	101.6
BCS	2,379	Medio	8,897	Alto	274.6

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Se puede concluir que los Términos para la reasignación de activos de la CFE trajeron como consecuencia un incremento en el nivel de concentración para BCA y BCS. Para el SIN el impacto fue poco significativo, gracias a una redistribución de la capacidad neta entre las EPS.

3.1.2 Índice de Generación Residual

A continuación, se analiza el comportamiento de la estructura de competencia del MEM en 2020 por Sistema Interconectado con base en el grado de esencialidad de los PM en la modalidad de Generador. Asimismo, se identifica el más relevante para satisfacer la demanda al cierre del mercado. Finalmente, se muestra el impacto de los CLSB en su capacidad ofertada.

El RSI es un indicador que detecta a los generadores necesarios para satisfacer la demanda del mercado. El RSI se diseñó en el MEM para detectar a las empresas que son esenciales para cubrir la demanda y se determina como el cociente de la diferencia de la capacidad total ofertada y la capacidad del PM entre la demanda total (incluye los requerimientos de reserva). En el caso del cálculo del RSI para la generación con CLSB, se toma en cuenta la capacidad comprometida en los CLSB en la capacidad total ofertada restándola de la capacidad del PM. Si el RSI es mayor a 1, no es esencial; si el RSI es menor o igual a 1, es esencial.

3.1.2.1 Sistema Interconectado Nacional

La capacidad neta el cierre de 2020 en el SIN fue de 82,929.0 MW, la cual fue 4.1 % superior a la registrada en 2019. Al respecto, los tres participantes con mayor participación fueron PM220, que representa a los PIE; PM017, a los CIL y PM080, quien cuenta con CLSB, con 19.9 %, 14.5 % y 12.3 % de la capacidad neta del SIN, respectivamente (ver Tabla 39). Es importante mencionar que en 2020 la capacidad neta de “Otros” incrementó 35.1 % (con respecto al 2019) gracias a la entrada de 17 nuevos PM.

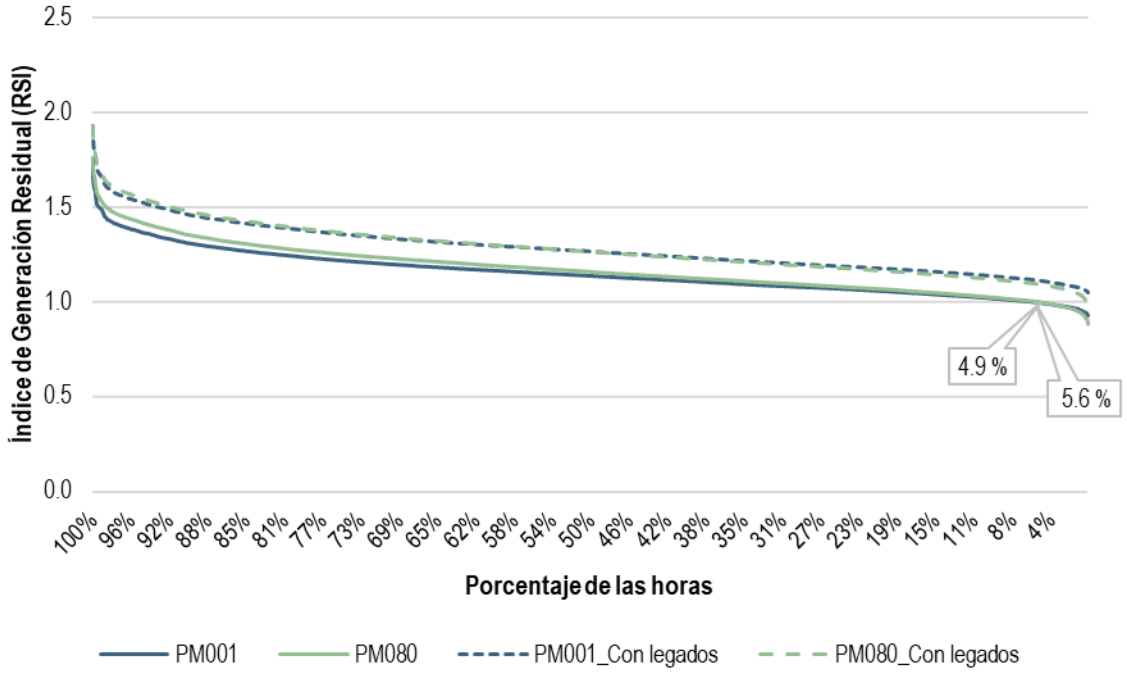
Tabla 39. SIN: Capacidad neta y participación por PM, 2019 y 2020

PM	2019		2020	
	Capacidad neta (MW)	Participación (%)	Capacidad neta (MW)	Participación (%)
PM220	16,484.4	20.7	16,484.4	19.9
PM017	11,814.0	14.8	12,015.9	14.5
PM080	7,888.3	9.9	10,216.2	12.3
PM346	7,414.9	9.3	9,335.3	11.3
PM042	9,275.4	11.6	8,546.8	10.3
PM001	8,342.4	10.5	7,879.2	9.5
PM184	8,330.9	10.5	4,749.4	5.7
Otros	10,138.2	12.7	13,691.8	16.5
Total	**79,688.7**	**100.0**	**82,919.0**	**100.0**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los resultados del RSI para el SIN muestran que los generadores más esenciales fueron el PM001 y el PM080 con un 5.6 % y 4.9 % del total de las horas de 2020, respectivamente (ver Gráfica 119). El bajo nivel de esencialidad, en comparación con los otros sistemas, se explica por el incremento en la capacidad neta y la entrada de nuevos PM, lo que permitió que la demanda fuera cubierta por un mayor número de PM. No obstante, al contemplar la potencia comprometida de los CLSB en la capacidad total ofertada, dichos PM dejan de ser esenciales en el mercado.

Gráfica 119. SIN: RSI con y sin CLSB, 2020



Notas: Los PM en modalidad de generadores presentados en la gráfica contemplan la potencia comprometida en los CLSB.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.1.2.2 SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

El BCA contaba con una capacidad neta de 3,324.5 MW en 2019; el participante PM184 aportaba el 34.4 %, seguido del PM220 con un 24.2 % (ver Tabla 40). Al cierre de 2020, no se registró la entrada de algún nuevo PM y la participación del PM184 ascendió a un 62.4 % a causa de la reasignación de activos.

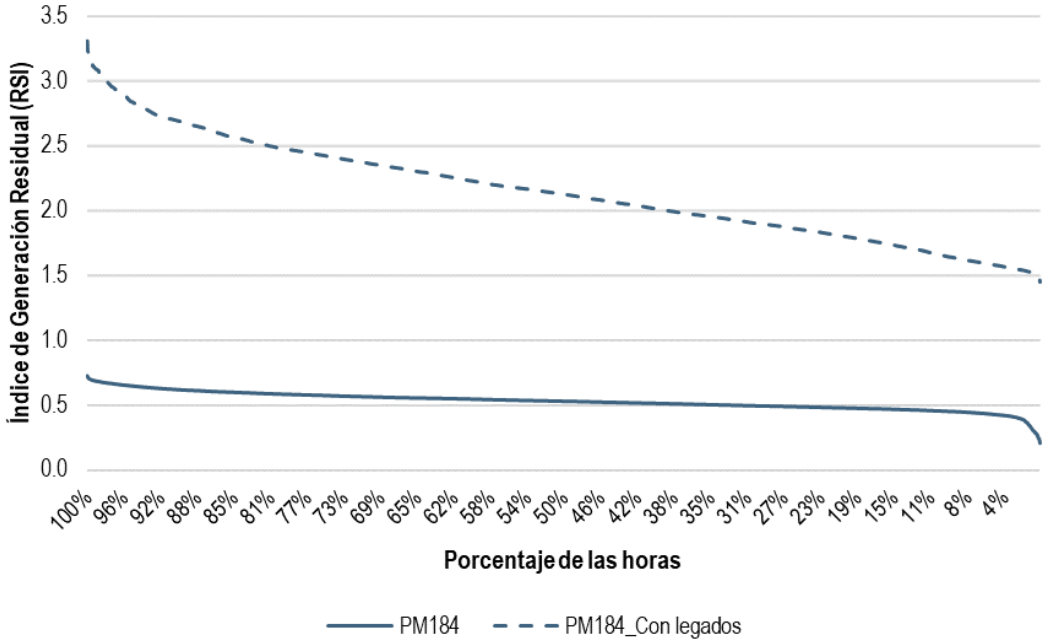
Tabla 40. BCA: Capacidad neta y participación por PM, 2019 y 2020

PM	2019		2020	
	Capacidad neta (MW)	Participación (%)	Capacidad neta (MW)	Participación (%)
PM184	1,146.4	34.4	2,075.6	62.4
PM220	802.9	24.2	802.9	24.2
PM080	584.2	17.6	-	-
PM001	345.0	10.4	-	-
PM017	210.0	6.3	210.0	6.3
PM104	165.0	5.0	165.0	5.0
PM294	41.0	1.2	41.0	1.2
PM290	30.0	0.9	30.0	0.9
Total	**3,324.5**	**100.0**	**3,324.5**	**100.0**

Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Este sistema cuenta con un PM (PM184) que tiene CLSB, cuyo grado de esencialidad fue del 100 % en el 2020 (ver Gráfica 120). Esto como resultado de los Términos para la reasignación de activos de la CFE, debido a que al modificarse la estructura que tenían los PM en el sistema, el PM184 incrementó su participación de 34.4 % a 62.4 %, ello al absorber la capacidad de los PM001 y PM080 (ver Tabla 40), quienes contaban en conjunto con el 27.9 % de la capacidad neta del sistema durante el mismo periodo del año previo a 2020. Además, el PM184 es ahora el único que cuenta con potencia comprometida en CLSB, por lo que, al contemplarla en el cálculo, el PM deja de ser esencial pues esto se traduce en una mayor cantidad de energía que compite en el mercado.

Gráfica 120. BCA: RSI con y sin CLSB, 2020



Nota: Los PM en modalidad de generadores presentados en la gráfica contemplan la potencia comprometida en los CLSB.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.1.2.3 SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

En el BCS, el PM con mayor participación de capacidad neta en el mercado fue el PM184 con un 94.1 %, seguido del PM017 con un 5.8 % (ver Tabla 41). En adición, la capacidad neta registró un aumento anual del 29.2 % (214.2 MW), como resultado de la entrada de nuevos MW pertenecientes al PM184, cuya participación fue la más alta.

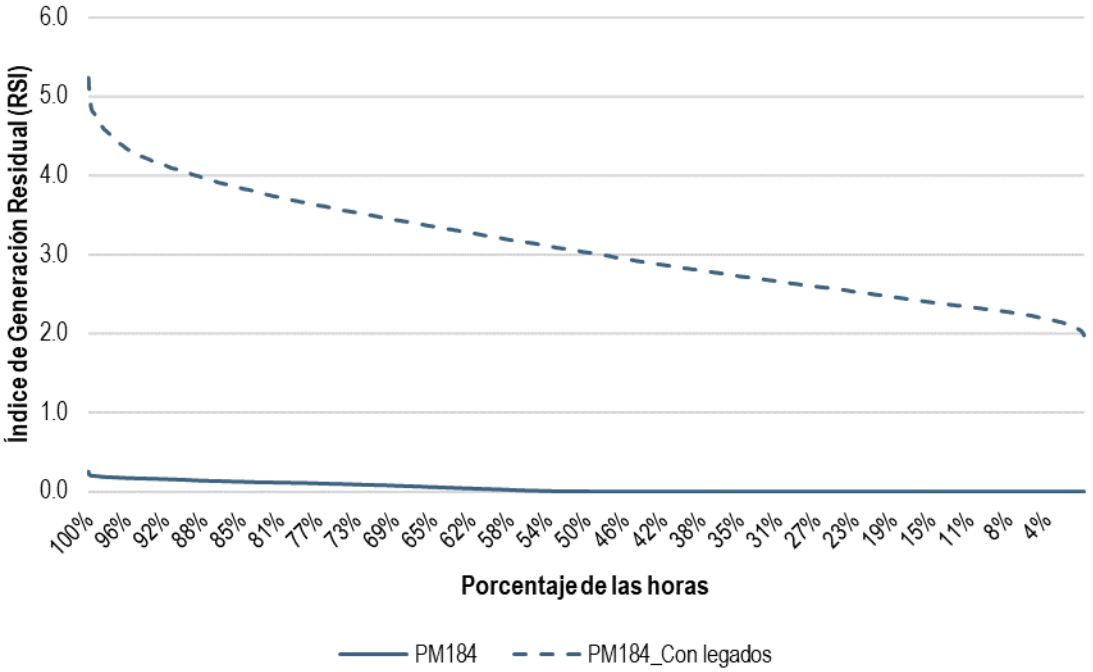
Tabla 41. BCS: Capacidad y participación por PM, 2019 y 2020

PM	2019		2020	
	Capacidad neta (MW)	Participación (%)	Capacidad neta (MW)	Participación (%)
PM346	220.0	30.0	-	-
PM184	212.8	29.0	892.0	94.1
PM001	147.0	20.1	-	-
PM042	98.0	13.4	-	-
PM017	55.0	7.5	55.0	5.8
PM123	0.5	0.1	0.5	0.1
Total	**733.3**	**100.0**	**947.5**	**100.0**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

De los tres PM que generan energía eléctrica en el BCS, únicamente el PM184 cuenta con CLSB cuyo grado de esencialidad al tomarlos en cuenta es del 0 %. Mientras que, si no se contempla la potencia comprometida en el total de la capacidad ofertada, el grado de esencialidad de dicho PM es del 100 % (ver Gráfica 121). Esta condición, al igual que en el BCA, es consecuencia de la redistribución de los activos de la CFE, puesto que al PM184 le corresponde ahora la capacidad que pertenecía al PM346, PM042 y PM001. Dicho de otra manera, en 2020 la demanda fue abastecida con menor número de PM.

Gráfica 121. BCS: RSI con y sin CLSB, 2019 y 2020



Nota: Los PM en modalidad de generadores presentados en la gráfica contemplan la potencia comprometida en los CLSB.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.2 NIVELES DE CONCENTRACIÓN Y COMPETENCIA POR ÁREAS DE PRECIO EN EL SIN

Con motivo de la publicación de los Términos para la reasignación de activos de la CFE[98], el 1 de enero de 2020 se modificó el portafolio de CE de las EPS de generación de la CFE, por lo que cambiaron los niveles de concentración en los mercados de generación de electricidad en el SIN.

Si bien los Términos para la reasignación de activos de la CFE buscan mejorar la eficacia de las EPS y EF y rescatar la capacidad generadora de la CFE y, de esta manera, coadyuvar en el desarrollo del SEN, también debe ponerse atención en la posibilidad de aumentos en la concentración local, por la posible presencia de poder de mercado en diferentes regiones del país, en específico a nivel local en el SIN.

A diferencia de lo que ocurre en el BCA y en el BCS, en el SIN sí es posible identificar diferencias regionales en los PML. Las características de generación, esto es, restricciones de transmisión, así como otras condiciones asociadas al territorio, representan factores diferenciadores de los precios. De allí la importancia de la identificación o delimitación geográfica al interior del SIN en diversas áreas de precio.

Estas áreas pueden dar lugar, por ejemplo, a un precio alto que no se dará en otra área debido a condiciones específicas en la transmisión al afrontar restricciones, dando así ejercicios de poder de mercado local. Si los generadores vecinos no tienen la capacidad de ofertar energía a mejores precios en aras de satisfacer la demanda local (por las mencionadas restricciones), entonces los generadores locales se convierten en fijadores de los precios. Si se asume que las restricciones de transmisión mencionadas, enfrentadas por los generadores vecinos, no son de carácter transitorio, se podría mantener un patrón de altos precios en la zona.

[98] Diario Oficial de la Federación (25/11/2019). Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiaria y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5579715&fecha=25/11/2019

El objetivo de esta sección es: i) identificar áreas al interior del SIN cuyas diferencias en términos de precio (PML) sean relevantes, y ii) medir los niveles de concentración local en el marco de la reasignación de las EPS. Este análisis no tuvo en cuenta los datos del BCA ni del BCS dado que los niveles de concentración allí existentes no suelen mostrar saturación de líneas, lo que hizo pertinente este análisis únicamente en el SIN.

Para la identificación de las Áreas de Precio[99] se utilizó la técnica de agrupamiento propuesta en el Análisis de Conglomerados (*Cluster Analysis*) llamada *K-Means*. Esta técnica permite la creación de grupos que se caractericen por su homogeneidad y que, al mismo tiempo, haya una clara separación entre los grupos creados. Para ello se usaron los PML promedio por semana durante el 2020. Por otro lado, se utilizó la información georreferenciada de las 101 ZC en todo el SIN. Con ello se contempló su localización geográfica, lo que dio lugar a la utilización de un clúster espacial. Lo anterior permite que la proximidad física y la homogeneidad en los precios sean las condicionantes para la delimitación de Áreas de Precio en el SIN.

Además, se utilizaron pruebas estadísticas para la determinación del número óptimo de agrupamientos. Se usó la prueba de codo (*Elbow Test*) y se estableció el número de Áreas de Precio adecuado a los datos de 2020.

Finalmente, se determinaron los niveles de concentración en las Áreas de Precio identificadas mediante la aplicación del IHH, con la finalidad de establecer si los niveles de concentración a nivel regional cambiaron después de la aplicación de los Términos para la reasignación de activos de la CFE.

3.2.1 COMPORTAMIENTO DE LOS PML EN EL SIN

El PML del SIN presenta variaciones importantes en el transcurso de los diferentes horarios del día. Si se consideran cuatro bloques en el día de seis horas cada uno, las últimas horas en el día (entre las 18 y las 24 horas) son las que presentan los mayores incrementos con respecto a las primeras horas (ver Tabla 42). Por ello, para efectos de identificar las Áreas de Precio, se usó el PML promedio de las 24 horas del día en el MDA del SIN. Lo anterior considerando los datos semanales durante 2020, dado que la variación promedio con respecto a los bloques horarios es de 10 %. De haber sido mayor, entonces sería necesario identificar Áreas de Precio por cada rango de horario.

Tabla 42. Comparación del PML promedio del SIN por bloques horarios, 2020

Año	PML Promedio Horario en el SIN 2020				
	De las 0:00 a las 5:59 h	De las 6:00 a las 11:59 h	De las 12:00 a las 17:59 h	De las 18:00 a las 23:59 h	Promedio Diario
2020	$558.2	$564.9	$616.0	$740.6	**$619.9**
Diferencia respecto al horario anterior		**1.2%**	**9.0%**	**20.2%**	**10.2%**

Nota: Se tomaron los PML horarios en el MDA del SIN (promedio semanal) durante 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.2.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE ÁREAS DE PML MEDIANTE EL ANÁLISIS CLÚSTER DE TIPO ESPACIAL

Para la identificación de las Áreas de Precio en el SIN en 2020, se emplearon los siguientes criterios:

[99] Se entiende por Áreas de Precio (o Áreas, según el contexto) aquellas zonas delimitadas geográficamente y que al mismo tiempo se caracterizan por ciertos niveles de PML. Estas Áreas de Precio son diferentes en términos de los niveles de precio. Las Áreas de Precio se determinan con los PML promedio clasificados por la proximidad física de las ZC donde los PML son registrados.

1. **Criterio de proximidad geográfica de las ZC.** Se asume un comportamiento similar entre las ZC con mayor cercanía física dada su alta correlación espacial,[100] dado que sus características en el territorio físico tienden a ser similares debido a su proximidad. Si bien es cierto que el criterio geográfico puede o no ajustarse en su totalidad con el funcionamiento de la RNT, dado que la transmisión entre NodoP y ZC no se sujeta a la cercanía física que exista entre un punto y otro, pero sí existe una relación importante entre los puntos más cercanos de un NodoP a una ZC.
2. **Criterio de similitud de los PML dentro de cada conglomerado.** Se asume que los PML agrupados dentro de un mismo clúster o conglomerado (conjunto de ZC) tienden a la similitud. Asimismo, la técnica de agrupamiento utilizada buscará simultáneamente la mayor separación entre grupos. Esto es: la mínima variación entre ZC pertenecientes a un mismo conglomerado, pero la máxima variación entre los conglomerados creados, a fin de contar con la mejor separación posible (punto de corte) y definición de cada uno.
3. **Criterio espacial en la delimitación de Áreas de Precios.** Se aplican los algoritmos de agrupamiento con criterio espacial disponibles y se observa sus características de desempeño y ajuste. Para efectos de la identificación de Áreas de Precios se empleó el método de *K-Means*. Este tipo de algoritmo de agrupamiento requiere el establecimiento previo de un número de grupos o áreas, lo cual se logró mediante la iteración (ensayo) del método para un número *k=2, 3, 4, …, n* agrupamientos.
4. **Criterio de número óptimo de agrupamientos.** Se aplica la prueba del codo (*Elbow Test*) para la determinación del número óptimo de agrupamientos en el método usado.

Con base en estos criterios, se espera una clasificación de ZC similares en precio, pero también cercanas geográficamente, esto es, se involucra un criterio espacial de similitud en los precios. No sólo se busca la semejanza en precios promedio, como suele hacerse en ejercicios comunes de *Cluster Analysis* que obtendrían, por ejemplo, un mismo conglomerado para dos ZC geográficamente lejanas, si ambas tuvieran un PML similar, lo cual no tiene sentido en términos de proximidad geográfica.

La prueba del codo (*Elbow Test*) consiste en aplicar el método de agrupamiento para un número de *k=2, 3, 4, …, n* Áreas de Precio. En cada ensayo se debe medir la inercia generada (Gibaja, J.J. 2008)[101]. La inercia de cada número de agrupamientos es comparada mediante una gráfica que expresa una curva descendente de dichos parámetros (dado que la inercia generada tiende a ser menor conforme *k es* mayor). Se determina que el número óptimo de agrupamientos se identifica en un punto de inflexión en la curva generada por las inercias de cada número de agrupamientos ensayados.

De acuerdo con los resultados de estas pruebas, se concluyó que el número óptimo de agrupamientos (Áreas de Precio) es **cuatro**. En el anexo 7.3 se plantean los resultados técnicos del *Elbow Test* para el algoritmo *K-Means*.

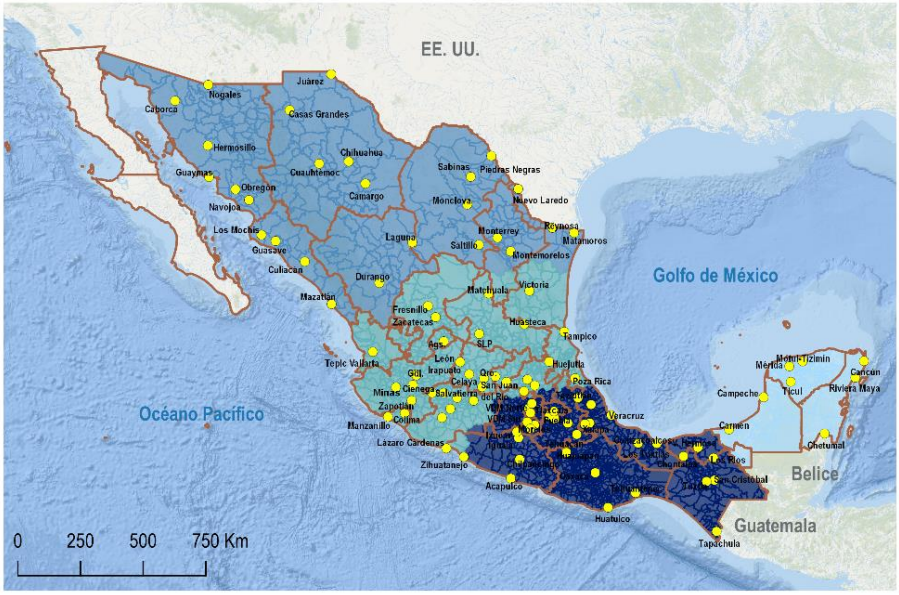
De esta manera, las cuatro Áreas de PML promedio identificadas en el SIN, correspondientes al año 2020 son las siguientes (ver Ilustración 13): (i) Centro-Norte, (ii) Centro-Sur, (iii) Norte y (iv) Península.

[100] La correlación espacial establece un comportamiento similar entre unidades territoriales vecinas o geográficamente próximas. Si una zona o área es elevada en precio, por ejemplo, otra zona o área cercana o de hecho vecina lo sería también, con lo que se dice que ambas tienen elevada correlación espacial.

[101] "La inercia se puede entender como una generalización del concepto de varianza. Esta generalización se da en un triple sentido: en primer lugar, la inercia permite tener en cuenta que los individuos que se analizan pueden tener distinta importancia en lo que se refiere al análisis que se está efectuando. En segundo lugar, la inercia toma en consideración de forma simultánea todas las variables que se han medido en los sujetos, mientras que la varianza se refiere a una única variable. Por último, la varianza se calcula siempre con respecto a la media de la variable, es decir, respecto al centro de gravedad. Sin embargo, la inercia puede calcularse con respecto a cualquier punto del espacio. Tras estas tres generalizaciones podemos entender la inercia como una generalización multidimensional con respecto a un punto cualquiera del espacio y ponderada, según la importancia de los individuos, de la varianza. "

Fuente: Gibaja, J.J. 2008, 'Análisis y comunicación de datos cuantitativos'. https://jjgibaja.wordpress.com/2008/02/12/%C2%BFque-es-la-inercia/

Ilustración 13. Áreas de Precios del SIN, 2020



Simbología

Zonas de Carga | Límite estatal | Áreas de Precio Norte | Áreas de Precio Centro Norte | Áreas de Precio Centro-Sur | Áreas de Precio Península

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 43 se presentan las Áreas de Precio identificadas, así como los PML promedio en cada una de ellas. En la Tabla 44 puede cotejarse la diferencia (separación) lograda entre las áreas.[102]

Tabla 43. Áreas de Precio del SIN y su PML promedio, 2020

Área de Precio	PML Promedio 2020 ($/MWh)
Norte	439.3
Centro-Norte	602.9
Centro-Sur	713.2
Península	895.0

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis clúster espacial realizado.

Tabla 44. Diferencias entre Áreas de Precio del SIN, 2020

Nombre del área	PML Promedio 2020	Distancia entre Áreas de Precio
Norte	439.3	
Centro-Norte	602.9	37.2%
Centro-Sur	713.2	18.3%
Península	895.0	25.5%
Distancia promedio entre Áreas de Precio		**27.0%**

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis clúster espacial realizado.

[102] La distancia entre un Área de Precio y otra se calcula como la diferencia porcentual de los PML promedio de ambas Áreas. Por ejemplo, la diferencia entre Norte y Centro-Norte es (($541.1/MWh / $350.2/MWh) -1) * 100 = 54.5 %. La distancia promedio resulta de promediar las diferencias entre Áreas. Se aclara que, previo a estos cálculos, se deben ordenar los datos de menor a mayor, a fin de obtener la diferencia entre las Áreas más "cercanas" en términos de PML promedio, entre sí.

De acuerdo con los datos del PML promedio por Área de Precio, existen diferencias importantes en 2020. En promedio, la diferencia entre las cuatro Áreas de Precio es de 27 %. El norte del país (conformado por las GCR NTE, NES y NOR) continúa siendo el área con el menor precio promedio en todo el SIN.

Asimismo, la península de Yucatán sigue representando el submercado con los PML más elevados en todo el sistema. Entre los PML promedio del área Norte y el área Península existe una diferencia de aproximadamente 104%, es decir, comprar un MW en la GCR Peninsular cuesta en promedio el doble de lo que cuesta en el norte del país.

El PML promedio en el área Península está fuertemente influenciado por los precios de la ZC Riviera Maya (Cancún). Esto se explica por la asignación de UCE TG (que utilizan diésel) en dicha zona cuando se ve interrumpido el suministro eléctrico a la isla Cozumel, debido a la saturación o por mantenimiento del cable submarino que conecta la isla Cozumel con la península de Yucatán.

De igual manera, el centro del país (Centro-Norte y Centro-Sur) se ha mantenido con precios mayores (entre 37.2 % y 62.3 %, respectivamente) por encima del precio en el área Norte.

3.2.3 CÁLCULO DEL IHH POR ÁREAS DE PRECIO

De acuerdo con las Áreas de Precio del SIN, existen diferencias regionales claras las cuales se ven reflejadas en el comportamiento de los PML. Además del carácter espacial, existen otros factores que contribuyen a los PML diferenciados, como son las restricciones de transmisión y los recursos de generación locales. Por ello la importancia de analizar el nivel de concentración para cada una de estas Áreas de Precio mediante el cálculo del IHH, así como el impacto que causó la aplicación de los Términos para la reasignación de activos de la CFE en cada una de estas.

En primera instancia, se calculó el **IHH máximo** bajo el supuesto de que las Áreas de Precios son aisladas, es decir, como si no estuvieran conectadas entre ellas (como si tuvieran restricciones de transmisión). Por lo tanto, se esperaría que los resultados de este indicador reflejen el valor máximo del IHH, dado que no contempla los intercambios de energía entre regiones. Después, se calculó el **IHH mínimo** tomando en cuenta que las regiones son radiales (Áreas de Precios interconectadas) y, por lo tanto, pueden hacer intercambios de energía entre sus regiones vecinas (tomando en cuenta las restricciones en los límites de transmisión). En consecuencia, el **IHH mínimo** se calculó conforme a lo siguiente:

- El Área Norte recibe energía desde el Área Centro-Norte; en consecuencia, la generación del Área Norte enfrenta competencia de las CE ubicadas en el Área Centro Norte. Por consiguiente, se incluyó la capacidad de generación del Área Centro Norte en la medición del **IHH mínimo** en el Área Norte.
- Para medir la concentración en el Área Centro-Norte, se debe tomar en cuenta que, por características en la RGT, ésta recibe energía desde el Área Norte con menor frecuencia debido a restricciones, sin embargo, sí importa energía desde el Área Centro Sur. Es por esto que, para calcular el **IHH mínimo** del Área Centro-Norte únicamente se adicionó la capacidad neta del Área Centro-Sur.
- De la misma forma, el Área Centro-Sur adquiere energía desde el Área Centro Norte con menor frecuencia debido a restricciones, pero sí importa con mayor periodicidad desde el Área Península. Es por esto que, para la medición del **IHH mínimo** del Área Centro-Sur se incluyó la capacidad de generación de Península (y no se tomó en cuenta la capacidad de generación de las Áreas de Precio en el norte).

- Por último, el Área de Península enfrenta menor competencia debido a las restricciones para importar energía del resto del SIN, por lo que su **IHH mínimo** es igual al **IHH máximo**.[103]

En la Tabla 454 se muestra la evolución de la capacidad neta para las Áreas de Precios aisladas. Se observa que la capacidad neta registró un incremento a través del tiempo para las cuatro áreas del SIN, debido al aumento de la capacidad de UCE ya existentes y a la entrada de nuevos PM, sobre todo para las Áreas de Precio Centro-Sur y Norte. Si se compara 2020 con 2019, se nota que el mayor incremento en la capacidad neta se dio en el área Centro-Sur con 6.6 %.

El aumento de la capacidad de UCE se tradujo en cambios en el nivel de concentración. En especial en el Área Península, donde se redujo el nivel de concentración de Alto a Medio en 2020 en contraste con 2019 (ver Tabla 47). Una situación contraria ocurrió en el caso del Área Centro-Sur, en la cual la concentración pasó de Baja a Media en el mismo periodo de referencia.

Tabla 45. Capacidad neta por Áreas de Precio aisladas, 2019 y 2020

Área de Precio	2019 (MW)	2020 (MW)	Variación anual (%)
Norte	29,584.0	30,806.1	4.1
Centro-Norte	31,465.0	32,303.0	2.7
Centro-Sur	16,274.8	17,349.9	6.6
Península	2,364.8	2,460.1	4.0
Total	**79,688.7**	**82,919.0**	**4.1**

Nota: La capacidad neta incluida en esta tabla corresponde al último día de cada año.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 46 se presenta la capacidad neta de las Áreas de Precios interconectadas. La capacidad total del SIN creció de 2019 al 2020 en 4.1 %. De igual forma, se observa que las áreas de precio Norte-Centro Norte concentraron una parte importante de la capacidad total del SIN, en 2020 esta representó 76.1 %.

Tabla 46. Capacidad neta por Áreas de Precio contemplando la competencia de la región vecina 2019 y 2020

Áreas de Precios y la región vecina	2019 (MW)	2020 (MW)	Variación anual (%)
Norte (más Centro Norte)	61,049.1	63,109.1	3.4
Centro Norte (más Centro Sur)	47,739.8	49,652.8	4.0
Centro Sur (más Península)	18,639.6	19,810.0	6.3
Península	2,364.8	2,460.1	4.0

Nota: La capacidad neta de las Áreas de Precios interconectadas es la suma de sus capacidades individuales mostradas en la Tabla 45.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los principales hallazgos por Áreas de Precio durante 2020 derivados de la reasignación de activos de la CFE son los siguientes:

[103] Cabe señalar que este análisis no es definitivo debido que no se modeló la RGT a detalle; por ejemplo, se podría agregar en el IHH mínimo del Área Norte generación del Área Centro Sur; sin embargo, entre mayor distancia exista entre las CE, se enfrentan a mayores pérdidas y posibles restricciones en la RGT, por lo que se la aproximación expuesta es adecuada.

1. El Área de Precio en el que el nivel de concentración fue el menos afectado por la reasignación de activos fue la Norte, cuyo número de PM superó al resto de las Áreas. A pesar de que la capacidad se distribuyó en un mayor número de PM, el IHH pasó de 1,308 a 1,580 unidades de 2019 a 2020.
2. El IHH para el Área de Precio Centro-Norte en 2020 incrementó en 33.3 % en comparación con el 2019 a partir de la reasignación, ya que los activos del PM184 fueron absorbidos en su totalidad por el PM346. Muestra de lo anterior es que en 2019 la capacidad del PM346 era de 11.8 % en esta Área de Precio y en 2020 pasó a 18.9 %. No obstante, gracias a que esta región registró la entrada de dos nuevos PM, la concentración se mantuvo en un nivel Bajo (1,641).
3. En cambio, el Área de Precios Centro-Sur presentó el efecto más significativo, pues su índice aumentó un 67.0 % entre 2019 y 2020. Por su parte, el Área Península disminuyó únicamente en 6.0 %. Estas dos tendencias se deben a que hay dos PM (PM220 y PM080), que tienen una participación promedio mayor al 50 % en ambas regiones. A esto último se le suma que la capacidad neta se dividió en un menor número de PM en comparación con las otras Áreas de Precio y con la etapa previa a la aplicación de los Términos de la reasignación de activos de la CFE (ver Tabla 47).
4. Cuando se toma en cuenta la interconexión que hay entre Áreas de Precios, el valor del IHH se reduce en comparación de cuando se consideran como Áreas de precios aisladas. Por ejemplo, en 2020 el IHH para las regiones Norte y Centro-Norte (si se consideran Áreas de Precios aisladas) pasó de 1,580 y 1,641 puntos, respectivamente, a 806 puntos cuando se concentran y se analizan como una Áreas de Precio interconecta, pues pueden hacer intercambios de energía. Una situación similar ocurrió en el resto de las Áreas de Precios (ver Tabla 47 y Tabla 48).

Tabla 47. IHH máximo (por Áreas de Precios aisladas), 2019 y 2020

Área de precio	Diciembre de 2019	Nivel de concentración	Diciembre de 2020	Nivel de concentración
Norte	1,308	Bajo	1,580	Bajo
Centro-Norte	1,231	Bajo	1,641	Bajo
Centro-Sur	1,745	Bajo	2,915	Medio
Península	4,231	Alto	3,977	Medio

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 48. IHH mínimo (por Áreas de Precio contemplando la competencia de la región vecina) 2019 y 2020

Áreas de Precios y la región vecina	Diciembre de 2019	Nivel de concentración	Diciembre de 2020	Nivel de concentración
Norte (más Centro Norte)	634	Bajo	806	Bajo
Centro Norte (más Centro Sur)	738	Bajo	1,051	Bajo
Centro Sur (más Península)	1,398	Bajo	2,297	Medio
Península	4,231	Alto	3,977	Medio

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.2.4 CONCLUSIONES

La metodología propuesta permitió identificar cuatro Áreas de Precio específicas para el SIN, mismas que exhiben diferencias importantes en términos de nivel de precios, siendo la diferencia la máxima entre dos Áreas (Norte y Península) de más del 104 %.

Esta identificación refuerza la comprensión del comportamiento de los precios al interior del SIN. El norte del país se agrupa en una región que resulta ser la de menor precio (Área de Precio Norte). En cambio, la península de Yucatán conforma otra Área de Precio, la cual agrupa aquellas ZC con los mayores precios del SIN.

En relación con la medición de los niveles de concentración regional mediante el IHH quedó claro que la concentración actúa diferente en cada región (área al interior del SIN); esto significa que, en cada Área de Precio, se muestra un nivel de concentración distinto, con lo que puede sugerirse que los datos de poder de mercado regional van en función de los factores locales (restricciones en transmisión y disponibilidad de recursos de generación).

Lo anterior dejó ver que, después de la reasignación de activos de la CFE, en las Áreas Norte y Centro-Norte se mantienen niveles de concentración considerados como Bajos. Asimismo, el Centro-Sur pasó de Bajo en 2019 a Medio en 2020 y la península de Yucatán fue la única que mostró el cambio más importante en su IHH, ya que pasó de Alto a Medio entre 2019 y 2020. Pese a lo anterior, claramente el valor del IHH en todas las Áreas de Precio (con excepción de Península) aumentaron.

3.3 CAMBIOS EN LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO

Con respecto al año previo, en 2020 se contabilizaron 23 nuevos PM en operación, de los cuales 17 corresponden a la modalidad de Generador, cuatro son Suministradores de Servicios Calificados (SSC), un Usuario Calificado PM y un Comercializador No Suministrador (ver Tabla 49). En contraste, cancelaron su contrato un PM con modalidad de Generador y dos Comercializadores No Suministradores.

Tabla 49. Participantes del Mercado por modalidad, 2019 y 2020

Modalidad	2019		2020	
	Con contrato	En operación	Con contrato	En operación
Generador	96	71	112	88
Generador de Intermediación	1	1	1	1
Usuario Calificado Participante del Mercado	1	0	1	1
Suministrador de Servicios Básicos	2	1	2	1
Suministrador de Servicios Calificados	51	23	53	27
Suministrador de Último Recurso	2	0	2	0
Comercializador No Suministrador	21	9	21	10
Total	**174**	**105**	**192**	**128**

Notas: De conformidad con los artículos 26 y 97 de la LIE y con el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, los PM en operación se refiere a aquellos que tienen actividades comerciales en el MEM (compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, DFT y CEL), según su modalidad.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

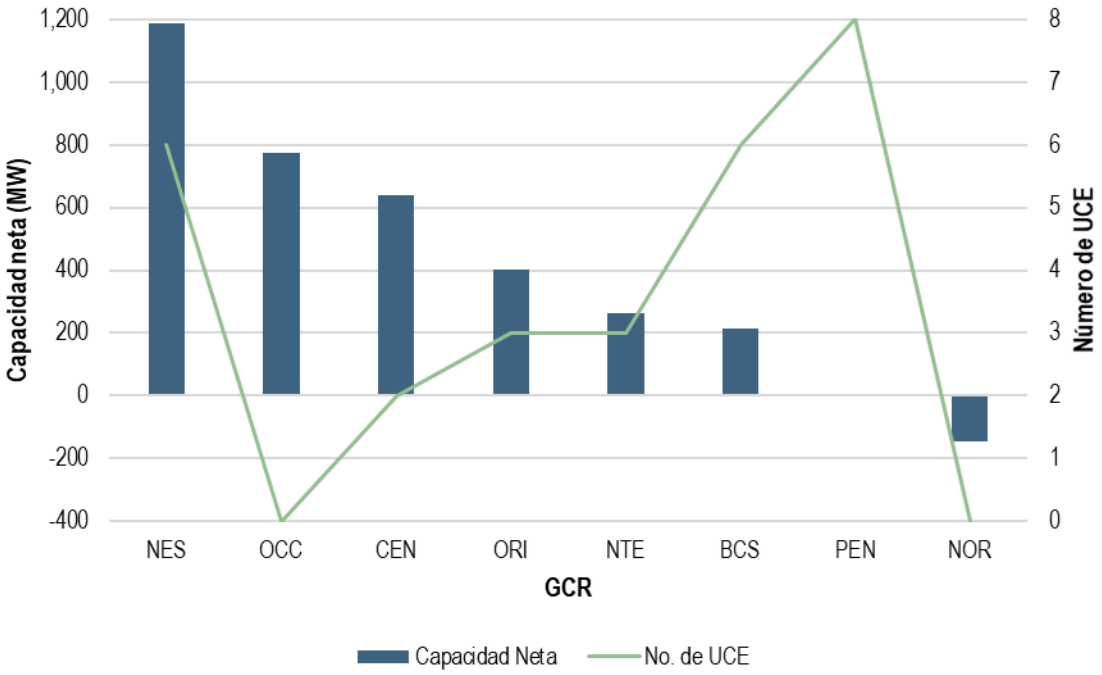
3.4 ALTAS Y BAJAS EN EL REGISTRO DE UNIDADES DE CENTRAL ELÉCTRICA

Tabla 50. Cambios en la capacidad neta del SEN por GCR, 2020

GCR	Capacidad dada de Alta[1] (MW)	Número de UCE dadas de Alta[1]	Capacidad dada de Baja[2] (MW)	Número de UCE dadas de Baja[2]	Capacidad modificada por cambios[3] (MW)
CEN	859.7	5	266.0	3	45.9
ORI	456.5	4	54.0	1	-
OCC	806.0	7	45.8	7	13.5
NOR	299.0	5	443.5	5	-
NTE	214.4	4	15.0	1	62.8
NES	1,305.8	9	120.2	3	-
BCA	-	-	-	-	-
BCS	207.1	6	-	-	7.1
PEN	3.5	8	-	-	1.8
Total	**4,152.0**	**48**	**944.5**	**20**	**131.1**

Notas: Total en el periodo de referencia. 1. Capacidad neta y número de UCE que entraron en operación al MEM. 2. Capacidad neta y número de UCE que salieron de operación del MEM. 3. Capacidad neta modificada de UCE que se mantienen activas, pero presentan repotenciación (positivo) o degradación (negativo) en las unidades.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 122. Cambio en la capacidad neta por altas y bajas y número de UCE del SEN por GCR, 2020



Notas: Total en el periodo de referencia. La capacidad neta es el resultado de la capacidad dada de alta menos la capacidad dada de baja más la capacidad modificada por cambios. El número de UCE e resultado de UCE dada de alta menos UCE dada de baja. La información se desglosa en la Tabla 50.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

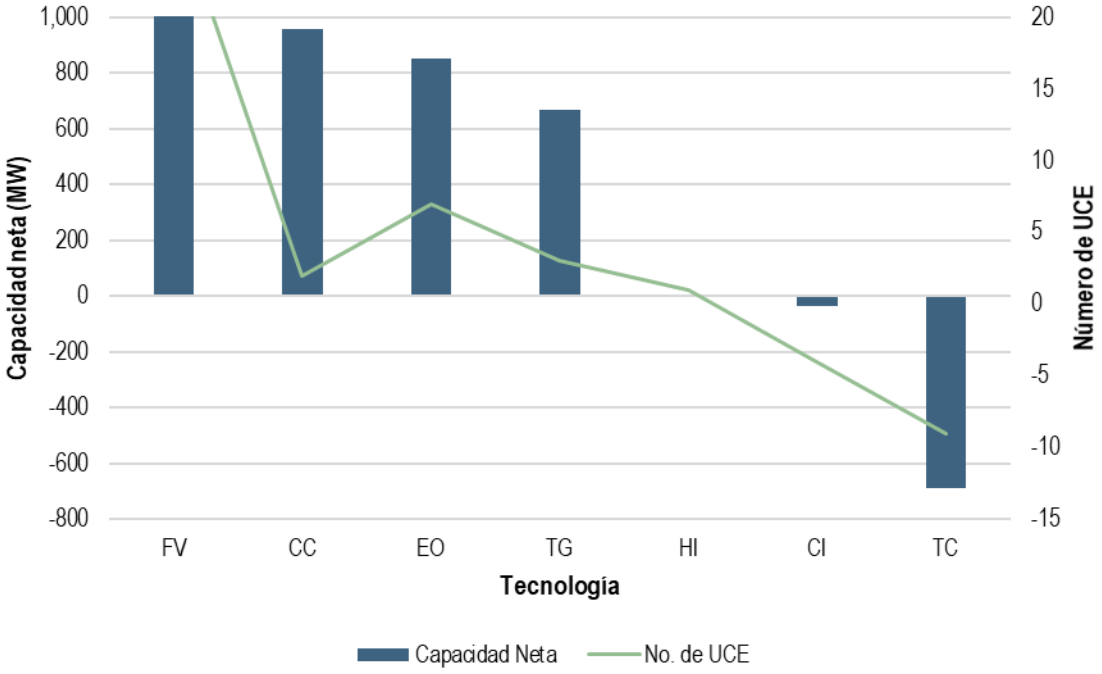
- En 2020 la GCR NES fue la que mayor capacidad dada de alta aportó al SEN, con 1,305.8 MW, los cuales representaron el 31.4 % del total.

Tabla 51. Cambios en la capacidad neta del SEN por tecnología, 2020

Tecnología	Capacidad dada de Alta[1] (MW)	Número de UCE dadas de Alta[1]	Capacidad dada de Baja[2] (MW)	Número de UCE dadas de Baja[2]	Capacidad modificada por cambios[3] (MW)
BI	-	-	-	-	-
CA	-	-	-	-	-
CC	880.0	2	-	-	76.9
CI	5.5	1	38.6	5	-3.0
EO	892.2	7	-	-	-40.0
FV	1,553.8	28	-	-	33.6
GE	-	-	-	-	-
HI	2.2	1	-	-	-
TC	-	-	743.8	9	53.2
TG	818.2	9	162.1	6	10.4
Total	**4,152.0**	**48**	**944.5**	**20**	**131.1**

Notas: 1. Capacidad neta y número de UCE que entraron en operación al MEM. 2. Capacidad neta y número de UCE que salieron de operación del MEM. 3. Capacidad neta modificada de UCE que se mantuvieron activas, pero presentaron repotenciación (positivo) o degradación (negativo) en las unidades.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 123. Cambio en la capacidad neta por altas y bajas y número de UCE del SEN por tecnología, 2020



Notas: Total en el periodo de referencia. La capacidad neta es el resultado de la capacidad dada de alta menos la capacidad dada de baja más la capacidad modificada por cambios. El número de UCE e resultado de UCE dada de alta menos UCE dada de baja. La información se desglosa en la Tabla 51.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Las UCE FV representaron la tecnología con la mayor capacidad neta con 1,587.4 MW, las cuales aportaron el 38.2 % de la capacidad dada de alta. En 2020 se registró el alta de 1,553.8 MW correspondiente a 28 UCE. Asimismo, se dio un aumento de capacidad de 33.6 MW.

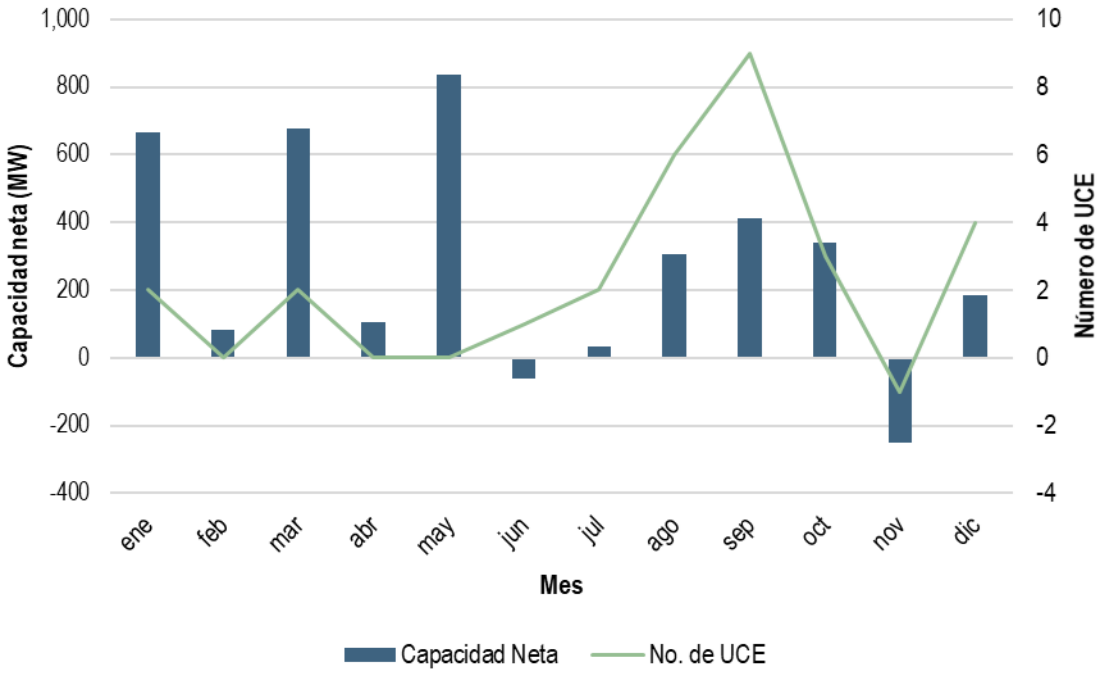
Tabla 52. Cambios en la capacidad neta del SEN por mes, 2020

Mes	Capacidad dada de Alta[1] (MW)	Número de UCE dadas de Alta[1]	Capacidad dada de Baja[2] (MW)	Número de UCE dadas de Baja[2]	Capacidad modificada por cambios[3] (MW)
Enero	695.2	5	69.0	3	40.0
Febrero	100.0	2	15.2	2	-1.2
Marzo	604.5	2	-	-	74.5
Abril	86.5	1	13.3	1	31.0
Mayo	850.0	1	12.0	1	-
Junio	20.1	2	82.0	1	1.8
Julio	138.8	3	105.0	1	-
Agosto	294.8	6	-	-	10.8
Septiembre	408.4	10	5.5	1	9.8
Octubre	381.5	5	2.0	2	-40.0
Noviembre	369.4	5	624.5	6	4.4
Diciembre	202.7	6	16.0	2	-
Total	**4,152.0**	**48**	**944.5**	**20**	**131.1**

Notas: 1. Capacidad neta y número de UCE que entraron en operación al MEM. 2. Capacidad neta y número de UCE que salieron de operación del MEM. 3. Capacidad neta modificada de UCE que se mantuvieron activas, pero presentaron repotenciación (positivo) o degradación (negativo) en las unidades.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 124. Cambio en la capacidad neta por altas y bajas y número de UCE del SEN por mes, 2020



Notas: Total en el periodo de referencia. La capacidad neta es el resultado de la capacidad dada de alta menos la capacidad dada de baja más la capacidad modificada por cambios. El número de UCE e resultado de UCE dada de alta menos UCE dada de baja. La información se desglosa en la Tabla 52.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

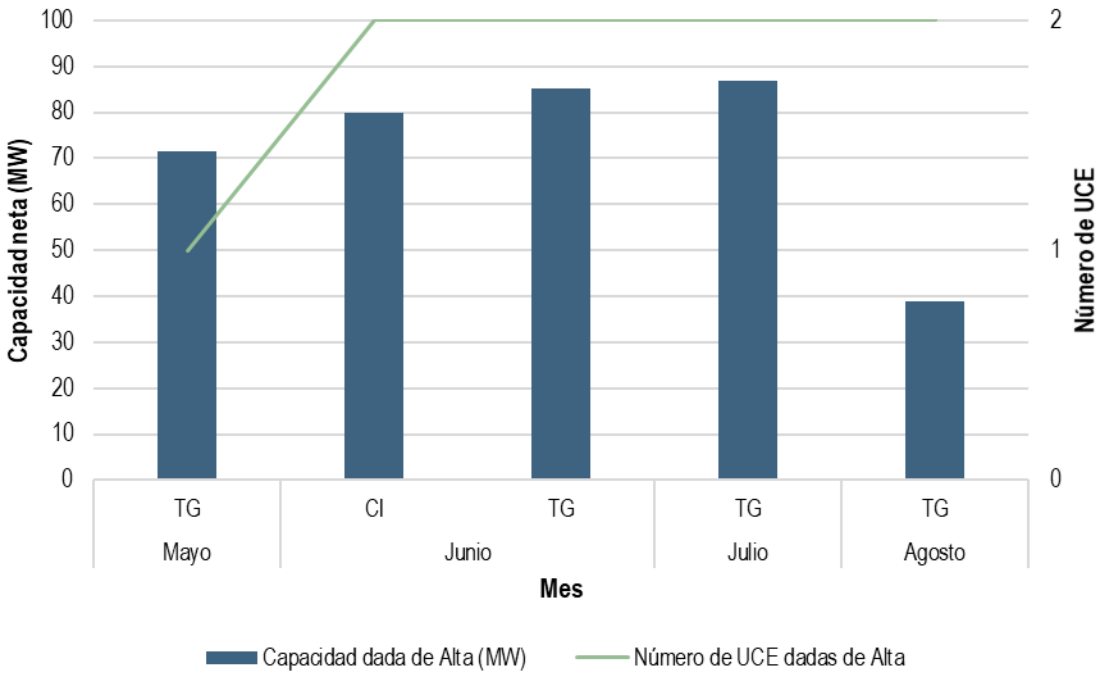
- En mayo de 2020 se registró la mayor capacidad instalada, con 838.0 MW (25.1 %). Entró una UCE CC (850.0 MW) y salió una UCE TG (12.0 MW).

Tabla 53. Capacidad neta que entró en el BCA por el Protocolo Correctivo, mayo a agosto de 2020

Mes	Tecnología	Capacidad dada de Alta (MW)	Número de UCE dadas de Alta
Mayo	TG	71.5	1
Junio	CI	80.0	2
	TG	85.2	2
Julio	TG	86.8	2
Agosto	TG	39.0	2
Total		**362.5**	**9**

Notas: Total en el periodo de referencia. Se excluye 27 MW contratados en modalidad de Importación.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 125. Capacidad neta y número de UCE que entró por el Protocolo Correctivo en el BCA, mayo a agosto de 2020



Notas: Total en el periodo de referencia. Se excluye 27 MW contratados en modalidad de Importación.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Entre mayo y agosto de 2020 se registró la entrada de nueve UCE dentro del Protocolo Correctivo del BCA, las cuales sumaron una capacidad neta de 362.5 MW. Las nueve UCE se dieron de baja el 30 de septiembre de 2020 al finalizar el contrato del Protocolo Correctivo.

3.5 Desarrollo de las Reglas del Mercado y marco regulatorio de la Industria Eléctrica

A continuación, se presentan las modificaciones y adiciones al marco regulatorio del MEM realizadas durante el 2020. En la primera parte se discute el desarrollo y modificaciones a las Reglas del Mercado, y en la segunda se estudian los cambios a los instrumentos normativos relevantes para el funcionamiento del MEM y de la Industria Eléctrica.

3.5.1 Desarrollo de las Reglas del Mercado

El MEM opera con base en las características físicas del SEN, sujetándose a lo previsto en las Reglas del Mercado. Las Reglas del Mercado se componen de las BME, las Disposiciones Operativas del Mercado, que a su vez se integran de los Manuales de Prácticas del Mercado, las Guías Operativas y los Criterios y Procedimientos de Operación.[104]

Tras la emisión de las Primeras Reglas del Mercado por la SENER, compete a la CRE la emisión de las BME y al CENACE las Disposiciones Operativas del Mercado. La CRE podrá emitir los mecanismos para la autorización revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado.

[104] Bases del Mercado Eléctrico, 1.5 Estructura y desarrollo de las Reglas del Mercado. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/BasesMercado/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20Acdo%20Sener%20DOF%202015%2009%2008.pdf

Hasta en tanto la CRE emita dichos mecanismos, el CENACE debe observar y aplicar los procedimientos del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado para la modificación y desarrollo tanto de las BME como de las Disposiciones Operativas del Mercado, esto considerando la participación de los Integrantes de la Industria Eléctrica a través de los Comités Consultivos para el Análisis de las Reglas del Mercado, mismos que no han celebrado sesiones de trabajo desde finales de 2018.

3.5.1.1 PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A DISPOSICIONES OPERATIVAS

Durante 2020 no se presentaron eventos relevantes en el SIM del CENACE concernientes a las Reglas del Mercado. Los procedimientos de modificación del Manual de Liquidaciones y del Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, los cuales fueron emitidos el 7 y 25 de noviembre de 2019, respectivamente, no mostraron un avance desde la etapa de Dictamen Preliminar a comienzos del año.

De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 4.4.3. del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado, una vez que el dictamen preliminar de una Propuesta de Modificación a las Disposiciones Operativas del Mercado haya sido emitido y notificado por el CENACE al Proponente, este deberá realizar las adecuaciones que estime pertinentes y someterlas a consideración dentro de los 30 días hábiles siguientes para la aprobación del Consejo de Administración del CENACE. Transcurrido este periodo de tiempo, el CENACE cuenta con 15 días hábiles para revisar y presentar la Propuesta de Modificación ante la CRE.

Al haber transcurrido el plazo para su revisión y presentación a la CRE, estas Propuestas de Modificación no concluyeron el proceso establecido en las Reglas del Mercado.

3.5.2 MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

En el transcurso de 2020, se presentaron cinco eventos de naturaleza regulatoria a través de disposiciones distintas a las Reglas del Mercado que pueden tener un impacto en la operación cotidiana del MEM. A continuación, se describe cada uno de ellos.

3.5.2.1 CAMBIO EN LOS ÍNDICES PROMEDIO DE COMBUSTIBLES

El 22 de abril de 2020, el CENACE notificó a los PM el Anexo Único de Índices de Precios de Combustibles a través del Buzón de Notificaciones del Área Certificada y Segura del SIM, en atención a las indicaciones emitidas por la CRE el 1 de abril de 2020. En dicha notificación se estableció un plazo, hasta el 11 de mayo de 2020, para que los interesados enviaran sus comentarios a la CRE, periodo de tiempo que fue ampliado del 24 de mayo hasta el 4 de junio de 2020.

El documento mencionado en el párrafo previo establece las fórmulas que determinan los Índices de Precios de los Combustibles que el CENACE deberá utilizar para la evaluación de consistencia de Ofertas de Venta de energía que los PM, en modalidad de Generadores, presentan en el MDA y MTR.

3.5.2.2 ACUERDO PARA GARANTIZAR LA EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD Y SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, CON MOTIVO DEL RECONOCIMIENTO DE LA EPIDEMIA DE ENFERMEDAD POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19)

El 1 de mayo de 2020, el CENACE a través del Buzón de Notificaciones del Área Pública del SIM, publicó el Acuerdo de Confiabilidad y su Anexo Técnico, considerando la petición de la SENER de implementar un mecanismo para fortalecer y mantener la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del Suministro Eléctrico, para hacer frente a la situación de emergencia de salud pública que actualmente vive en país por el COVID-19, y minimizar los riesgos

que impidan satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho.

Por ello, el CENACE, señalando que ante la reducción en el consumo de energía eléctrica por los Usuarios Finales y toda vez que es de alta prioridad fortalecer la Confiabilidad del Suministro Eléctrico a los Usuarios de actividades sustantivas y la sociedad en general, emitió el Acuerdo de Confiabilidad a efecto de aplicar lo dispuesto en su Anexo Técnico. Este documento contiene las características Técnicas y Operativas para garantizar el Suministro Eléctrico por Confiabilidad, mismas que podrán cambiar en función de los requerimientos que resulten necesarios para preservar el SEN, así como siete acciones y estrategias. Con excepción del numeral Quinto de las acciones y estrategias, no se indica el inicio de vigencia o aplicación del Anexo Técnico, sin embargo, se deduce que el CENACE aplica estas acciones y estrategias desde la fecha de publicación del Acuerdo de Confiabilidad en el Buzón de Notificación del Área Pública del SIM.

Diversos Generadores y organizaciones no gubernamentales promovieron juicios de amparo en contra del Acuerdo de Confiabilidad y de su Anexo Técnico; el 26 de mayo de 2020, el CENACE, a través del Comunicado de prensa 02/2020, manifestó que daría atención a lo ordenado en las resoluciones judiciales en los términos en que fueron emitidas; sin embargo, haría valer los medios de impugnación que la ley le otorga.[105] El Acuerdo de Confiabilidad y su Anexo Técnico se encuentran suspendidos definitivamente.

3.5.2.3 GARANTÍA DE SUFICIENCIA DE INGRESOS (GSI) PARA GENERADOR NO-PRINCIPAL EN UNIDADES DE PROPIEDAD CONJUNTA

El 7 de mayo de 2020, el CENACE publicó en el Área Pública del SIM el documento "*Cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos a Unidades de Propiedad Conjunta, específicamente para los Generadores No-Principales (Criterios para Generadores No-Principales)".* [106]

El 30 de abril de 2020, la CRE notificó al CENACE que se autorizaban los lineamientos denominados *"Mecanismos de compensación para procedimientos para la solución de controversias por decrementos en energía entregada en el Mercado en Tiempo Real",* así como la metodología respectiva.

La metodología empleada por el CENACE para el concepto de Pago de GSI en el MTR para los Generadores No- Principales es clara, de igual forma las consideraciones realizadas sobre los costos de arranque y Servicios Conexos eliminan las duplicidades para el Generador No-Principal, ya que estos conceptos se incluyen en la Oferta de Venta de energía del Generador Principal.

El uso del precio horario, correspondiente al último segmento de la Oferta de Venta del Generador Principal para el cálculo del costo de producción del Generador No-Principal, es una condición válida, ya que ambos Generadores tienen los mismos parámetros de la curva entrada - salida (función de producción) y se considera la potencia del Generador No-Principal como parte del último segmento de la Oferta de Venta de energía del Generador Principal.

Al no implementar los mecanismos señalados para las Ofertas de Venta Económica de Generadores No-Principales, en donde el PM elije el segmento de la curva de costos a utilizar, la opción planteada por el CENACE se estima adecuada en cuanto a resarcir las pérdidas causadas a un PM por seguir instrucciones de despacho en Tiempo Real, además que resulta en un incentivo positivo para seguir las instrucciones y mayor flexibilidad operativa para el SEN.

[105] Disponible en: https://www.gob.mx/cenace/prensa/cenace-atiende-instrucciones-judiciales-e-interpondra-impugnaciones-contra-resoluciones-de-autoridades-judiciales-254117?idiom=es

[106] Mayores detalles de este documento pueden ser consultados en el siguiente sitio web:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Liquidaciones/05.%202020-05-07%20Criterios%20(C%C3%A1lculo%20de%20GSI%20a%20UPS).pdf

Sin embargo, es necesario que el CENACE proponga un plan de trabajo que busque dar la certidumbre necesaria para la operación de este tipo de mecanismos.

3.5.2.4 POLÍTICA DE CONFIABILIDAD, SEGURIDAD, CONTINUIDAD Y CALIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El 15 de mayo de 2020, la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo por el que emitió la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional (Política de Confiabilidad),[107] que abroga el Aviso por el que se dio a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la SENER, publicado en el DOF el 28 de febrero de 2017.

Los objetivos de la Política de Confiabilidad son: i) establecer lineamientos generales que permitan a las autoridades competentes dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 132 de la LIE, a efecto de garantizar el suministro eléctrico, bajo el principio de Confiabilidad; y ii) establecer una Política de Confiabilidad que contribuya a una planeación y operación racional e integral del SEN conforme a los objetivos nacionales.

Para cumplir con dichos objetivos, se establecieron diversas obligaciones para la CRE, el CENACE, la CFE (en su carácter de Transportista y Distribuidor), y para el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL). Al respecto, la CRE actualizaría, expediría y aplicaría la regulación necesaria, asimismo, otorgaría los Permisos previstos en la LIE, dando cumplimiento a la política energética que establece, conduce y coordina la SENER, ello con el propósito de mantener el balance adecuado del Suministro Eléctrico, la Transmisión y la Distribución en el territorio nacional, así como el Control Operativo del SEN.

Por su parte, el CENACE, entre otras, tendría las siguientes obligaciones: i) actualizar, elaborar y aplicar Lineamientos de Confiabilidad para la planeación y operación del SEN, con la participación de los Transportistas y Distribuidores, con la aprobación de la SENER; ii) actualizar, elaborar, aplicar y emitir Disposiciones Operativas del Mercado; iii) actualizar, elaborar y emitir especificaciones técnicas, con la autorización de la CRE.

Todas las especificaciones técnicas de referencia en materia de regulación, estandarización y normalización que emitieran o autorizaran las autoridades competentes, y las Disposiciones Administrativas de Carácter General que emitiera la CRE, debían ser aplicadas por los Integrantes de la Industria Eléctrica.

Con motivo de la publicación de la Política de Confiabilidad, diversos interesados promovieron amparos en contra de esta normativa regulatoria. Al respecto, el 11 de junio de 2020, la SENER, a través de un comunicado,[108] manifestó que la dependencia federal combatiría las resoluciones que otorgan la suspensión a la Política de Confiabilidad a través los medios de impugnación que la ley establece. La Política Confiabilidad se encuentra suspendida definitivamente.

3.5.2.5 ACUERDO A/026/2020 POR EL QUE SE DETERMINA RETIRAR LA SOLICITUD DE PUBLICACIÓN EN EL DOF DE LOS DIVERSOS A/002/2019, A/005/2019, A/015/2019, A/21/2019 Y A/034/2019

El 12 de agosto de 2020, la CRE aprobó el Acuerdo A/026/2020 por el que instruye a su Secretaría Ejecutiva llevar a cabo las gestiones necesarias para el retiro de la solicitud de publicación en el DOF de los Acuerdos A/002/2019, A/005/2019 y A/034/2019, en tanto se lleva a cabo el análisis y se examina nuevamente la viabilidad técnica, modificación o procedencia de su emisión, en consideración de las políticas del Ejecutivo Federal.[109]

[107] Diario Oficial de la Federación (15/05/2020). *Acuerdo por el que emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional.* Disponible en http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020

[108] Mayores detalles pueden ser consultados en el siguiente sitio web: https://www.gob.mx/sener/articulos/la-secretaria-de-energia-confirma-que-el-acuerdo-de-confiabilidad-tiene-sustento-constitucional-y-legal

[109] Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=MDNhOTBkYWQtMjNjOC00YWE2LTc4Ni01OWU0OTI3YzYzZGI=

Dichos Acuerdos versan en torno a los siguientes temas:

- A/002/2019: Modificación de las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de energía eléctrica; así como la modificación de las DACG que establecen las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico.[110]
- A/005/2019: Acuerdo que establece los productos y servicio que pueden ofrecer los integrantes de la Industria Eléctrica que desarrollen actividades de almacenamiento de energía.[111]
- A/034/2019: Se emite la metodología de contraprestación colectiva que aplicará el SSB por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un Centro de Carga, el Modelo de Contrato de Contraprestación Colectiva y la solicitud de alta/baja y modificación de beneficiarios.[112]

3.6 CAUSAS QUE AUMENTAN LA BRECHA ENTRE LOS PRECIOS DEL MDA Y EL MTR

La diferencia de precios entre el MDA y el MTR, en teoría, debería ser nula al no existir desviaciones en la generación y consumo real con respecto a las cantidades programadas con antelación al Día de Operación. En la práctica, dichas diferencias deberían ser mínimas en un mercado cuyo diseño y operación propician señales de precios correctas para proveer incentivos a los PM para presentar mejores Ofertas.[113]

Por un lado, los Generadores presentan Ofertas de Venta cuyos pronósticos de generación intermitente no coinciden con la energía entregada en Tiempo Real, o bien ofrecen capacidad disponible de UCE térmicas que diverge de su capacidad real disponible. Por otro lado, los PM que representan Centros de Carga presentan Ofertas de Compra cuyos pronósticos de consumo difieren de su consumo real.

Estas variantes dificultan la operación en Tiempo Real para el CENACE, aumentan los costos de producción en el MEM, y en consecuencia, el mercado es menos eficiente.

Por ello, tanto el diseño como la operación del mercado debe buscar que la brecha de los precios entre los procesos de mercado sea mínima y, además, estas diferencias no registren algún patrón o sesgo recurrente, ya que se asocia con comportamientos no deseados de los PM.

Si bien el CENACE ha realizado ajustes a los modelos y software para la ejecución del MTR desde el 1 de septiembre de 2018, aún persisten diferencias entre el diseño del MTR descrito en las Reglas del Mercado y el uso de una herramienta ex-post para la determinación de precios. Las diferencias entre el diseño y la práctica carecen de documentación adecuada en Guías Operativas, lo que implica una falta de transparencia en los procesos de mercado y contribuye a que el CENACE emita instrucciones de despacho en Tiempo Real subóptimas.

La sección tiene como objetivo analizar las siguientes condiciones y determinaciones de ejecución de los modelos del MDA y el MTR que incrementan la brecha entre ambos procesos de mercado:

- Curva de demanda de reservas en el MTR que no es modelada en el MDA;
- Reducciones en la demanda del MTR a causa de cortes de energía en Tiempo Real;
- Diferencia en la modelación de importaciones entre el MDA y el MTR;
- Uso de la generación Hidroeléctrica en el MTR;

[110] Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=ZmEwZThmZWUtZmIyNC00ZDYzLTcxOS05OGExZmIwZGIyNmI=

[111] Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=OTQ2N2M0NDAtZDUyMC00NmMxLTcyNy0yZTc4MmEyN2FlNmI=

[112] Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=MmYyOTY3ZDEtMTFkMS00ZmYwLTc1NC1iYWMzOWUwMjk3ZmM=

[113] Fuente: R. Bo, "Congestion and Price Prediction in Locational Marginal Pricing Markets Considering Load Variation and Uncertainty," University of Tennessee - Knoxville, 2009.

- Diferencia en los límites de transmisión entre el MDA y el MTR;
- Efectos de la regla de no asignación en el MTR Ex-post;
- Indisponibilidad de UCE en el MTR.

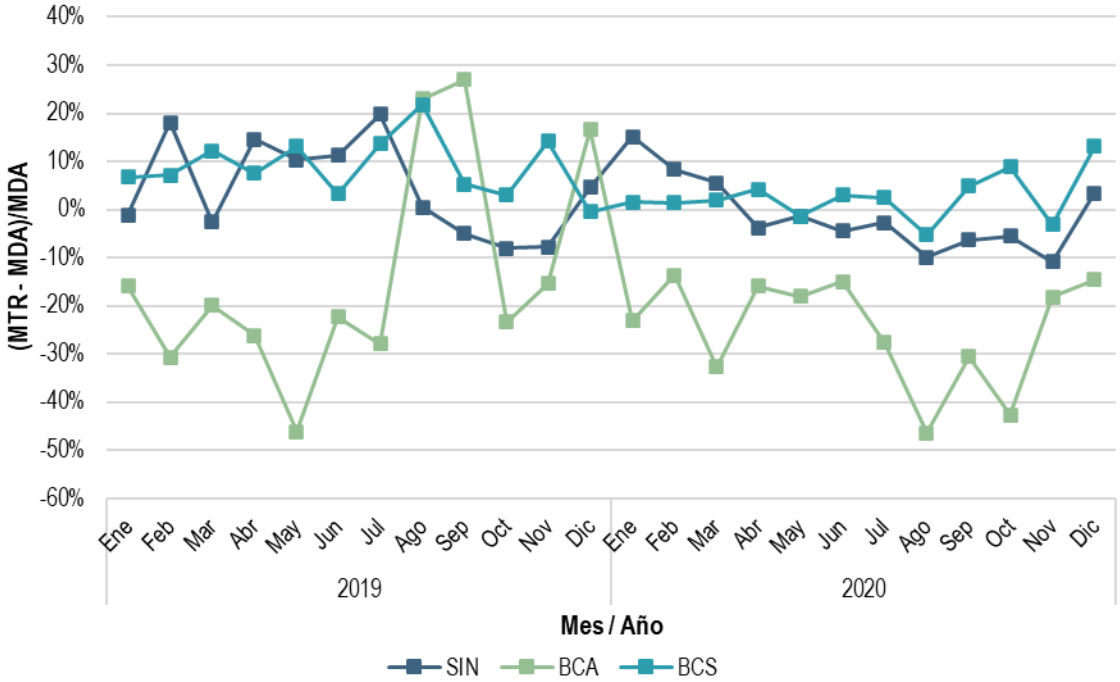
3.6.1 EFECTOS DE LA DIFERENCIA DE LOS PML ENTRE EL MDA Y EL MTR

La diferencia de precios entre el MDA y el MTR es un indicador de las desviaciones entre el escenario de planeación de un día en adelanto y la operación en Tiempo Real. Una brecha mayor sería muestra de ineficiencias en el mercado por posibles aumentos en los costos de producción del mercado al presentarse desbalances en la generación o en el consumo de energía y productos asociados.

Por otro lado, la presencia de sesgos (diferencias positivas o negativas) promueve comportamientos no deseados de los PM; por ejemplo, ante un sesgo positivo se generan incentivos para la retención física de capacidad de producción de energía mediante la manipulación de los límites operativos de las UCE. En cambio, ante un sesgo negativo se generan incentivos para que la carga subestime sus pronósticos y, de esta manera, compre la mayor parte de su consumo en el MTR a un menor precio. En ambos casos, las diferencias y sesgos observados en los PML dan mayor oportunidad a los PM para el arbitraje a través de ofertas que no representan sus capacidades o el nivel de su carga, estrategia que no está prevista en las Reglas del MEM. Por lo tanto, además de la minimización de la brecha de precios, también se busca que ésta no registre sesgos.

La diferencia promedio de los PML en el SIN disminuyó en 2020 (-1.0 %) en comparación con 2019 (4.6 %) y su distribución mostró un sesgo negativo, esto es, los PML del MDA fueron consistentemente mayores a los del MTR. En el BCS la diferencia también fue menor en 2020 (2.7 %) con respecto a 2019 (9.0 %), aunque los PML del MTR fueron mayores a los del MDA a lo largo del año. El BCA presentó las mayores diferencias en los PML de los tres Sistemas Interconectados. En promedio, los PML del MTR fueron 24.9 % menores con respecto al MDA cuando la brecha de los PML fue de -13.4 % en 2019, es decir, se mantiene el sesgo en la distribución de los precios, pero en mayor magnitud.

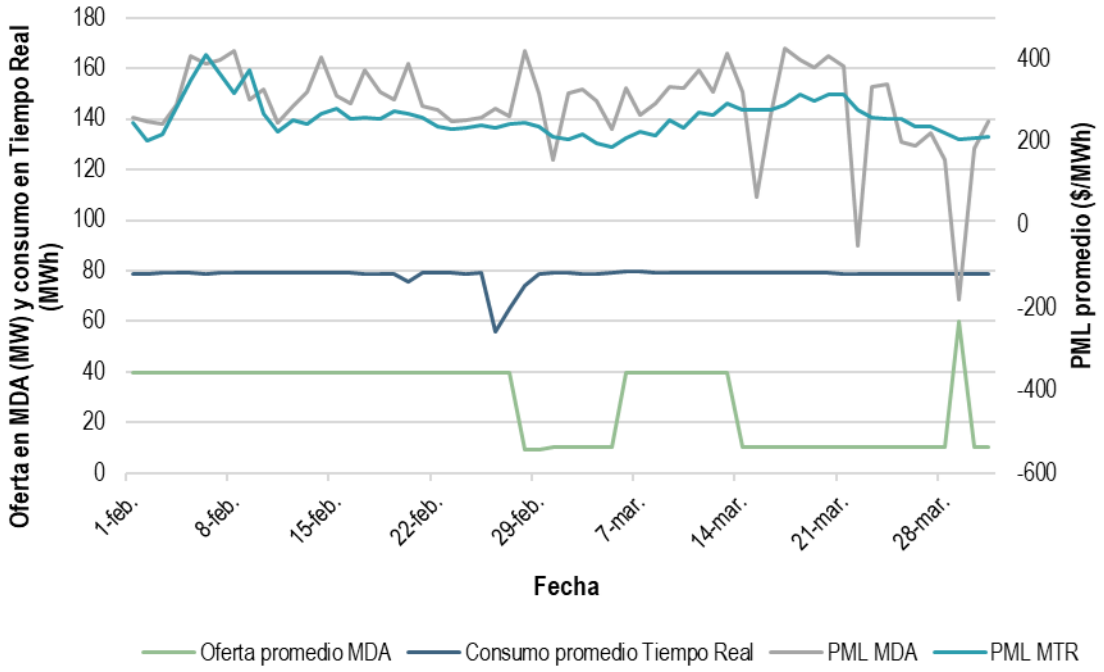
Gráfica 126. Promedio mensual de la diferencia diaria del PML entre el MDA y el MTR por Sistema Interconectado, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Un ejemplo de un comportamiento no deseado en el mercado derivado de las brechas de precios entre el MDA y el MTR se presentó en febrero y marzo de 2020 en el BCA (ver Gráfica 127). El consumo real de una carga en específico fue 77.5 MWh y 79.1 MWh en promedio durante febrero y marzo, respectivamente, por lo que el PM tenía certeza de su consumo. Sin embargo, su Oferta de Compra de energía en el MDA fue de 37.4 MW y 19.4 MW en promedio para febrero y marzo, respectivamente. En consecuencia, el 64.1 % de su consumo provino del MTR, al presentarse PML menores en el MTR que en el MDA ($31.9/MWh menor en promedio).

Gráfica 127. PML promedio diario en el MDA y el MTR, Oferta de Compra del MDA y consumo en Tiempo Real de la carga C003-704 BCA, febrero y marzo de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.6.2 DIFERENCIA ENTRE EL MTR Y EL MTR EX-POST

3.6.2.1 DEFINICIÓN DEL MTR

El diseño del MECP establece que el MTR se compone de tres herramientas (software) que se retroalimentan entre sí (operación en lazo cerrado).[114] Cada una de éstas tiene una función en la operación del sistema:

- AU-TR: modelo de optimización utilizado para la Asignación de UCE en Tiempo Real, instruye arranques o paros de UCE en dos horas en adelanto.
- DERS-MI: modelo de optimización utilizado para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en Múltiples Intervalos, realiza redespachos y reasignaciones de Servicios Conexos cada 15 minutos, además de determinar los PML y los precios de los Servicios Conexos que serán vinculantes para la liquidación del MTR.
- DERS-I: modelo de optimización para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en un Intervalo de cinco minutos, define la potencia de generación y los factores de participación de las UCE que proveen RREG.

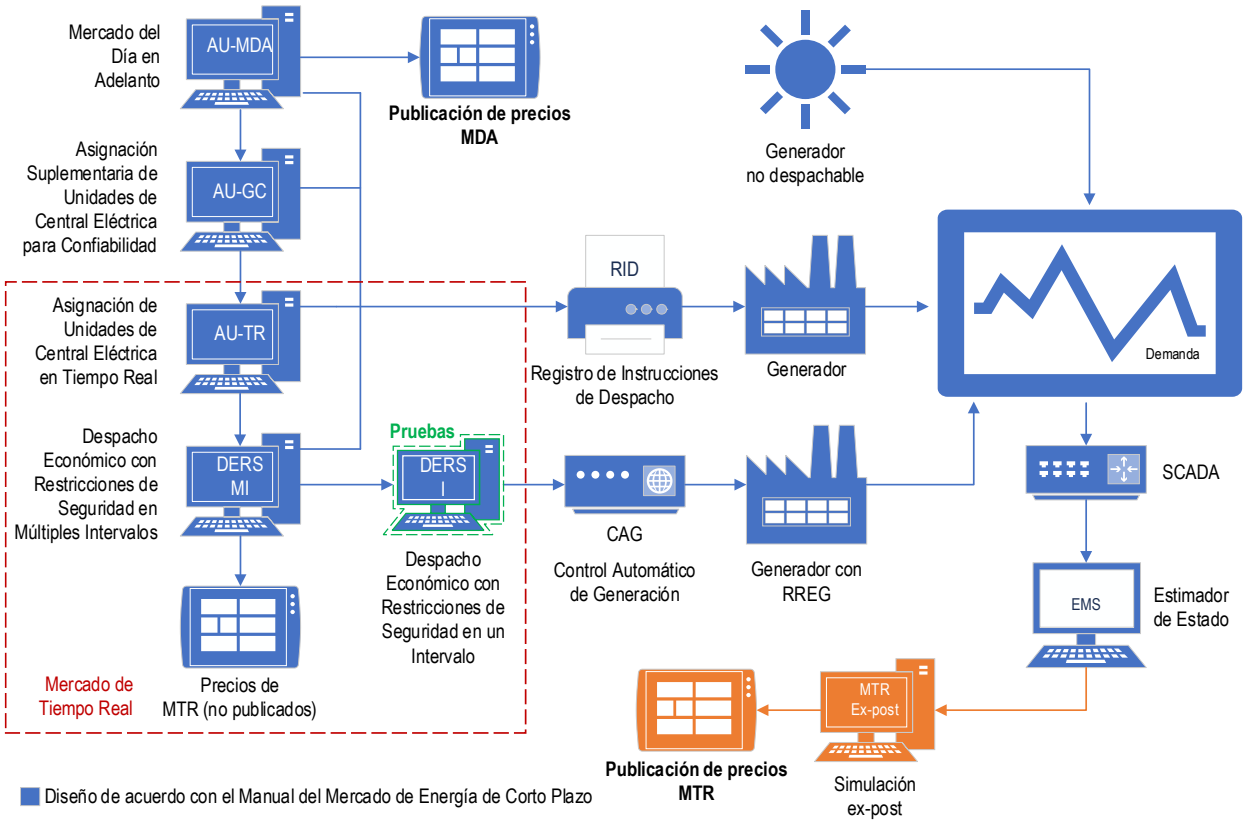
La operación conjunta de estos modelos permite realizar ajustes al escenario de planeación en el MDA de acuerdo con los errores en los pronósticos de demanda o el cambio en la disponibilidad de recursos. La utilización coordinada

[114] Las herramientas o modelos del MTR conforman un sistema de lazo cerrado, el cual se entiende como aquel en el que la señal de salida tiene efecto directo sobre la acción de control. La diferencia entre la señal de entrada y la señal de salida se la denomina señal de error del sistema; esta señal es la que actúa sobre el sistema de modo de llevar la salida a un valor deseado. En otras palabras el término lazo cerrado implica el uso de acción de realimentación para reducir el error del sistema. En caso contrario, un sistema de lazo abierto es un sistema de control en el que la salida tiene efecto sobre la señal o acción de control, por tanto, la salida ni se mide ni se realimenta para compararla con la entrada. Fuente: Pérez, A., Pérez M. y E. Pérez; Introducción a los sistemas de control y modelo matemático para sistemas lineales invariantes en el tiempo; Cátedra Universidad de San Juan, Argentina, 2007. Disponible en: http://dea.unsj.edu.ar/control1/apuntes/unidad1y2.pdf.

de los modelos y su realimentación minimiza el impacto que tienen las decisiones humanas sobre la operación del mercado y del sistema eléctrico que, por naturaleza, cambian entre personas.

El MTR forma una parte del proceso completo del MECP (área delimitada por la línea discontinua de color rojo de la Ilustración 14). Por otro lado, la determinación de los precios del MTR se realiza mediante un segundo proceso, el cual será descrito en la siguiente sección (área de color naranja de la Ilustración 14).

Ilustración 14. Diseño del proceso y operación real del MECP



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.6.2.2 DEFINICIÓN DEL MTR EX-POST (DISPOSICIÓN TRANSITORIA)

Previo a la aplicación comercial de los modelos AU-TR, DERS-MI y DERS-I para la operación en Tiempo Real, se requiere realizar pruebas y ajustes en sus factores de penalización o grados de libertad de operación. Una sintonización no adecuada de estos parámetros pudiera ocasionar que los PML resultantes de este proceso no fuesen coherentes con las condiciones presentadas al Operador del mercado y del sistema o, más grave aún, pueden resultar en instrucciones de despacho que causen daños en el sistema, como la pérdida involuntaria de carga, lo cual representa una reducción de la Confiabilidad. De acuerdo con lo anterior, en las Reglas del Mercado se establecieron tiempos para su aplicación, en el inciso (s) del numeral 7.2 Disposiciones Transitorias del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo:

> *Por un periodo de hasta 180 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, se podrán utilizar los precios calculados en el Mercado del Día en Adelanto para la liquidación del Mercado de Tiempo Real. Hasta por un periodo de 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el proceso de liquidaciones del Mercado de Tiempo Real también podrá utilizar una simulación*

> *de la hora u horas en cuestión, realizada ex-post, con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real. En caso de realizar dicha simulación, el CENACE publicará los precios calculados en el Sistema de Información del Mercado.*

Esta disposición transitoria establece que, si bien los modelos del MTR pueden encontrarse en pruebas, los PML pueden generarse a través de simulaciones ex–post. Sin embargo, no se especifica cuál es el modelo de optimización por el que se logran realizar estas simulaciones ni cuáles son las características que se deben considerar en su ejecución, salvo la demanda y disponibilidad de generación observada en Tiempo Real.

El periodo de la disposición transitoria se extendió mediante la Resolución que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el CENACE para diversas disposiciones operativas que regulan el MEM, publicada el 5 de enero de 2017 en el DOF.[115] No obstante, esta extensión se encuentra de igual manera vencida. En el inciso (n) de la sección MECP se señala lo correspondiente:

> *Para la liquidación del Mercado de Tiempo Real se podrán utilizar los precios calculados en el Mercado del Día en Adelanto por un año a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Posteriormente, se podrán utilizar precios determinados en simulaciones ex-post que consideren la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real, de acuerdo con lo siguiente:*
>
> *(i) Sistema Interconectado Nacional (hasta por 18 meses a partir del Primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista).*
>
> *(ii) Sistema Baja California (hasta por 14 meses a partir del Primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista).*
>
> *(iii) Sistema Baja California Sur (hasta por 20 meses a partir del Primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista).*

Las simulaciones ex–post se llevan a cabo mediante una herramienta que parte del AU-MDA con diversas modificaciones en su diseño, con la finalidad de que los precios resultantes reflejen las condiciones presentadas en Tiempo Real. El modelo se nombra MTR Ex–post y tiene por objetivo la generación de precios para liquidar el proceso del MTR.

De forma general, el MTR Ex–post tiene inhabilitado el módulo de asignación de UCE, ya que toma como insumo para las asignaciones de UCE, datos provenientes de la función de Estimador de Estado del sistema de administración de energía del CENACE que estuvo operando en Tiempo Real (proceso en color naranja de la Ilustración 14). De acuerdo con lo anterior, los precios de este software se calculan a partir de una simulación de Despacho Económico de la operación en Tiempo Real. Si bien, a partir de este proceso se obtiene una generación de energía y una asignación de Servicios Conexos para cada UCE, estos valores son solamente indicativos y no son vinculantes para ningún otro proceso, ya que el objetivo del MTR Ex–post es únicamente la determinación de precios para el MTR.

3.6.2.3 REGLAS DEL MTR EX-POST

El modelo MTR Ex–post surge a partir de la disposición transitoria antes mencionada; sin embargo, no existe documentación disponible para los PM de cuáles son las restricciones que se encuentran en el modelo ni cuáles son

[115] SENER (2017). Resolución que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF, 5 de enero de 2017. Disponible en: http://sidof.segob.gob.mx/notas/5468640

las condiciones y características mediante las que se deben de llevar a cabo sus simulaciones. No obstante, el CENACE ha implementado una serie de reglas internas para su ejecución:[116]

Regla 1

El modelo MTR Ex–post es una variante del AU-MDA de manera que discretiza el Día de Operación en 24 observaciones; sin embargo, la demanda del sistema se manifiesta de forma continua y no discreta hora por hora. Por lo anterior, es necesario integrar la demanda de Tiempo Real proveniente del Estimador de Estado a fin de obtener una única muestra en cada hora. Esto representa una limitante, ya que ese proceso de descomponer la demanda en muestras horarias, promedia eventos que en realidad pudieran ocurrir en rangos menores a una hora que, por otro lado, deberían ser considerados en el MTR a través del DERS-MI en sus intervalos de 15 minutos. En consecuencia, la estimación de los PML no captura los efectos de dichos eventos y conlleva a desviaciones de los precios entre el MDA y el MTR.

Regla 2

El MTR Ex–post tiene como insumo la asignación de UCE observada en Tiempo Real; sin embargo, existen condiciones mediante las cuales una UCE puede operar por debajo de su LDEMín, por ejemplo, durante el tiempo de encendido y sincronización de la UCE. Durante ese periodo de tiempo, que también es variable, la UCE proveerá energía por debajo de su límite mínimo. Con base en lo anterior, no es claro si esta UCE debe ser considerada en el modelo del MTR Ex–post como asignada en Tiempo Real mientras su valor esté por debajo de su LDEMín.

Para resolver esta incertidumbre, el CENACE implementó una "regla de redondeo" que especifica que las UCE serán consideradas como asignadas en Tiempo Real y, por ende, consideradas en la simulación siempre y cuando haya entregado una cantidad igual o mayor al 30 % (a discreción del CENACE) de su LDEMín durante un tiempo mayor a 15 minutos.

Dependiendo de las condiciones de operación de las UCE, esta característica de ejecución puede derivar en un problema de sobreasignación,[117] o bien una condición de escasez ficticia,[118] lo que puede reducir o incrementar los precios del MTR, respectivamente.

Regla 3

Según las BME, las UCE HI son consideradas como Recursos de Energía Limitada de manera que su despacho y asignación en el MDA se realiza considerando su energía disponible, el nivel de la demanda y la disponibilidad del resto de los recursos del sistema. Por lo anterior, la energía de estas UCE es distribuida a lo largo del Día de Operación.

En ocasiones se presentan aportaciones pluviales inadvertidas en Tiempo Real, de manera que los operadores deben despachar más energía de estas UCE para evitar el uso de vertedores, lo que es una acción por parte del operador de la UCE HI de último recurso. Este incremento de generación no planeado se adiciona al límite mínimo de energía de este Recurso de Energía Limitada en el MTR Ex–post y optimizado para las 24 horas. Dependiendo de cómo se distribuya esta energía, este proceso puede reducir los precios del MTR de forma artificial.

[116] Estas reglas se describieron por primera vez en el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2017. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/reportes-sobre-el-desempeno-y-la-evaluacion-del-mercado-electrico-mayorista

[117] Por ejemplo, una UCE con tecnología CC que tiene un tiempo de encendido largo, suele operar por debajo de su LDEMín por varias horas. Si se aplica la regla de redondeo, es probable que califique como disponible en Tiempo Real, cuando en realidad no lo esté, provocando que opere al menos a su LDEMín y esto resultaría en una sobreasignación.

[118] En caso de una UCE que operó a menos del 30 % de su LDEMín, pero el CENACE la asignó en Tiempo Real para aumentar reservas y reducir generación ya asignada (redespacho), no se consideraría como disponible en el MTR Ex – post y esto resultaría en una escasez ficticia.

Regla 4

El MTR Ex-post presenta esta "regla de no asignación" que inhabilita al software para encender más UCE adicionales a las que operaron en Tiempo Real, incluso cuando estas UCE se encontraron disponibles para poder encenderse.

En Tiempo Real los operadores pueden garantizar el requerimiento de reservas rodantes al asignar UCE de arranque rápido mientras que al mismo tiempo se reduce la generación de UCE de rampa rápida, lo cual se conoce como el proceso de redespacho. No obstante, la regla de no asignación del MTR Ex-post antes descrita impide que se pueda simular redespachos en este proceso, lo que puede generar una escasez ficticia de recursos y aumentar artificialmente los precios del MTR.

Las diferencias en la disponibilidad de capacidad de generación entre el MDA y el MTR debido a esta regla se minimizan en periodos de alta demanda. En este periodo se asigna la mayor cantidad de UCE en Tiempo Real, por lo que se minimiza el número de UCE que estaban disponibles y no fueron encendidas, con ello se contrae el efecto de la regla de no asignación en el MTR Ex-post.

Regla 5

Los requerimientos de RREG en el MTR Ex–post se calculan con base en la medición de Tiempo Real, las instrucciones de regulación y la precisión mostrada de las UCE que otorgaron este servicio. Esta metodología define de manera correcta este producto, ayuda a no crear una sobre demanda en la simulación ex–post y, por tanto, a no incrementar los precios en el MTR.

Regla 6

Los requerimientos de reservas provienen de la solución de los Servicios Conexos asignados en el Modelo de optimización utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad (AU-GC) y se realizan relajaciones en las restricciones del modelo MTR Ex–post mediante la aplicación de una curva de demanda de reservas que difiere de la relajación de las mismas restricciones que el CENACE realiza de forma manual en el MDA, de manera que los precios resultantes del MTR son más sensibles a condiciones de escasez que los precios calculados en el MDA. Con base en lo anterior, ante condiciones de escasez de capacidad en el MTR Ex-post, los PML serán mayores dado que absorben el costo administrativo por operar de esta manera el sistema, lo cual tiene como efecto una diferencia en magnitud con respecto al MDA.

3.6.2.4 FALTA DE APLICACIÓN DEL MTR

Como ya se mencionó, el MTR se compone de tres módulos que se retroalimentan entre sí y deben de ser ajustados de forma que no representen un problema en la operación de Tiempo Real o en sus precios resultantes. No obstante, se estableció que el MTR pudiera operar en "lazo abierto", en el inciso (r) del numeral 7.2.3 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo:

> *Por un periodo de hasta 360 días a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el proceso del Mercado de Tiempo Real se ejecutará en modo de control de lazo abierto con las siguientes consideraciones:*
>
> *(i) Se ejecutarán cíclicamente los modelos AU-TR y DERS-MI de acuerdo a los términos establecidos en las secciones 6.6 y 6.8.*
>
> *(ii) Los modelos AU-TR y DERS-MI, y las instrucciones de despacho del Operador del sistema utilizarán el Registro de Instrucciones de Despacho.*

(iii) Las salidas del modelo DERS-I no serán utilizadas por la aplicación de Control Automático de Generación. En su lugar, el CAG utilizará los insumos que le proporciona el modelo de despacho económico de los sistemas de tiempo real y administración de energía utilizados por el CENACE con anterioridad al primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Sin embargo, el BCA es el único sistema que opera con los tres modelos en "lazo cerrado".[119] No obstante, los precios resultantes no son utilizados aún para la liquidación del MTR, de manera que los precios se obtienen mediante el MTR Ex-post al igual que el SIN y BCS.

El 1 de septiembre de 2018[120] el CENACE implementó los modelos AU-TR y DERS-MI para la operación de Tiempo Real sin la liberación de los precios resultantes del DERS-MI para la liquidación del MTR. Con ello se logró un avance en la implementación de este proceso de mercado; sin embargo, al final de 2020 el MTR continuó operando mediante las condiciones que estipulan la disposición transitoria, a pesar de que ya se encuentra vencida. Lo anterior debido a que el modelo DERS-I se encuentra en pruebas (delimitado por la línea discontinua de color verde de la Ilustración 14).

El MEM comenzó a publicar precios del MDA para el SIN el 29 de enero de 2016, mientras que para el MTR se comenzó el 27 de enero de 2017, lo cual muestra un tiempo de operación del MDA cercano a 5 años, mientras que el MTR (con simulaciones ex-post) de 4 años. De acuerdo con la experiencia internacional, la implementación de un MTR con precios nodales toma un tiempo de 2 a 4 años una vez comenzado el proyecto, tal como se describe a continuación:

- ERCOT
  - El mercado de ERCOT operaba con un esquema zonal, en abril de 2006 comenzó su transición a un esquema nodal (con un MTR en diseño). El presupuesto fue aprobado en enero de 2007 (fecha de inicio del proyecto) y los primeros precios se calcularon en octubre de 2007.[121]
  - El MTR comenzó a operar comercialmente el 1 de diciembre de 2010 con precios nodales,[122] es decir, cuatro años desde la aprobación del proyecto.
- NYISO
  - El proyecto de transición del New York ISO comenzó a mediados de 1997.
  - El MTR comenzó a operar comercialmente el 1 de septiembre de 1999 con precios nodales, es decir, dos años tres meses desde la aprobación del proyecto.
- ISO-NE
  - El operador del sistema comenzó su proyecto para implementar los modelos y reglas del mercado PJM (un mercado con precios nodales) en abril de 2001.
  - El MTR comenzó a operar comercialmente el 1 de marzo de 2003 con precios nodales; es decir, dos años desde la aprobación del proyecto.[123]

[119] Para más información consultar la Sección 4.2.2. del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2017. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414648/Reporte_Anual_VF_public.pdf

[120] Para más información consultar el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/reportes-sobre-el-desempeno-y-la-evaluacion-del-mercado-electrico-mayorista

[121] Disponible en: http://www.ercot.com/news/releases/show/281

[122] Disponible en: http://www.ercot.com/news/releases/show/349

[123] Disponible en: https://slideplayer.com/slide/9400241/

3.6.3 CONDICIONES Y DETERMINACIONES QUE CONTRIBUYEN A LA DIFERENCIAS ENTRE EL MDA Y EL MTR

Desde que el MECP inició sus operaciones, se han identificado diversas condiciones del sistema y determinaciones del CENACE que contribuyen a la diferencia de precios entre el MDA y el MTR. A continuación, se presentan casos de estudio sobre eventos observados en el transcurso de 2020, con el objetivo de mostrar los efectos de las condiciones y determinaciones que contribuyen a la diferencia entre el MDA y el MTR. Cabe señalar que estos eventos se han presentado de forma recurrente desde el inicio de operaciones del MEM y no son exclusivos a los resultados de la operación del mercado en 2020, ya que su origen se explica por causas de estructura del mercado más que por eventos de carácter coyuntural.[124]

3.6.3.1 CURVA DE DEMANDA DE RESERVAS EN EL MTR QUE NO ES MODELADA EN EL MDA

El 25 de febrero de 2019, el CENACE comunicó al MIM la introducción y aplicación de una curva de demanda de reserva para el MTR Ex–post, la cual no se utiliza en el MDA:[125]

> *El MTR Ex–post tiene implementadas las curvas de demanda de reserva, cuya función es contener el precio del servicio conexo en situaciones de escasez de reserva o de cercanía a ésta. El modelo del MDA no cuenta con estas curvas.*

Esta acción representa una disparidad en la metodología para la relajación a los requerimientos de reservas entre ambos procesos de mercado. Mientras que en el MDA la relajación se realiza de forma manual (esto impide que el AU-MDA detecte condiciones de escasez), en el MTR se aplica la curva de demanda de reservas, proceso que sí detecta condiciones de escasez. Esta diferencia en la manera de relajar los requerimientos para ambos procesos incumple con el inciso (c) de la Base 10.4.5 de las BME:

> *La curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será idéntica a la curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado de Tiempo Real.*

Esta base asegura que los criterios de relajación a los requerimientos de reservas sean iguales, de manera que los precios presenten la misma sensibilidad ante condiciones de escasez; sin embargo, cuando los criterios son distintos, los precios presentan una sensibilidad diferente.

Un caso de estudio representativo de esta condición fue el 26 de octubre de 2020 en el BCA, cuando los PML entre ambos procesos de mercado registraron una desviación promedio de 1,033 % entre las horas 12 y 13 debido a la activación de la curva de demanda de reservas en el MTR (ver Gráfica 128). El incremento en los precios del MTR se debe a que la curva de demanda de reservas adiciona al costo de producción la penalidad por operar a niveles mínimos requeridos de reservas tal como lo establece el subinciso (iii) del inciso (b) de la Base 9.1.8 de las BME, de manera que los PML adquieren sensibilidad ante condiciones de escasez:

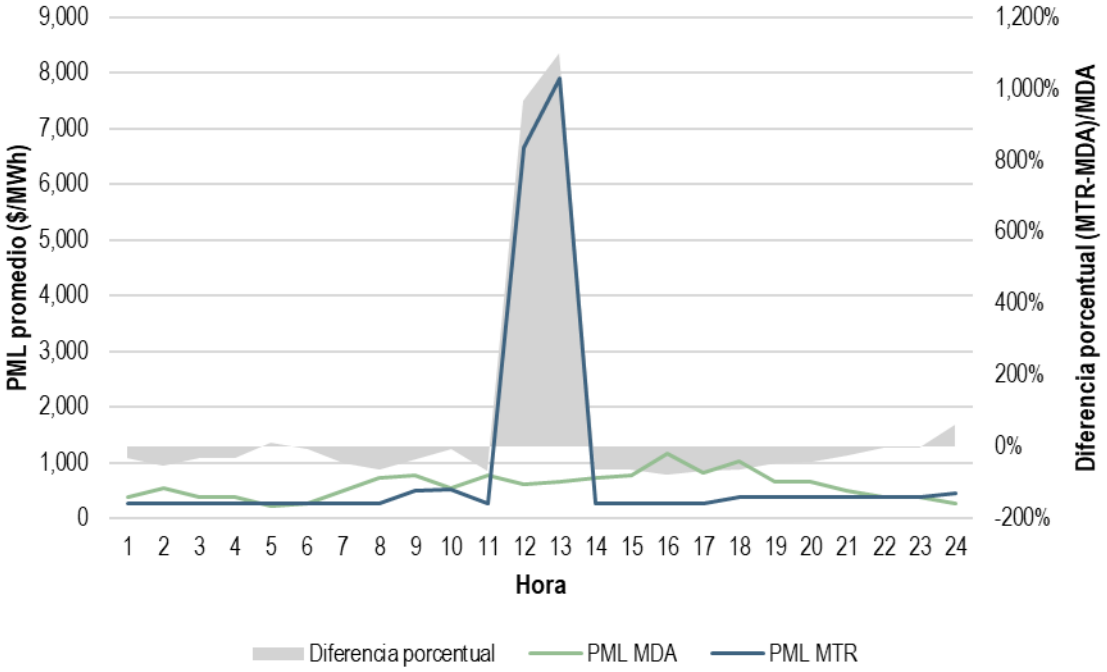
> *Se aplicarán curvas de demanda de reservas de tal forma que el costo de producción considerado en el problema de optimización incluirá un costo de penalidad por operar con un nivel de reservas cerca al mínimo requerido, el cual se incrementa en la medida que ese margen se reduzca.*

[124] Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2017: sección 4.2.4 (efecto de la regla de no asignación del MTR Ex – post, indisponibilidad de UCE en MTR), sección 3.8 (uso de la generación hidroeléctrica en el MTR). Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018: sección 3 (cortes de energía, uso de la generación hidroeléctrica en el MTR). Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019: sección 3.5 (Curva de demanda de reservas en el MTR que no es modelado en el MDA, uso de la generación hidroeléctrica en el MTR, efecto de la regla de no asignación del MTR Ex – post, indisponibilidad de UCE en MTR, diferencia en los límites de transmisión entre el MDA y el MTR) sección 4.6.5 (curva de demanda de reservas en el MTR que no es modelada en el MDA), sección 2.1.2.3 (uso de la generación hidroeléctrica en el MTR). Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414648/Reporte_Anual_VF_public.pdf

[125] Oficio No. CENACE/DAMEM-SOMEM/046/2019.

De acuerdo con lo anterior, los PML promedio del MTR en la hora 12 y 13 fueron de $6,661.7/MWh y $7,897.5/MWh, respectivamente, mientras que en el MDA fueron de $625.2/MWh y $657.5/MWh, en las mismas horas.

Gráfica 128. Diferencia en los PML entre el MDA y el MTR del BCA, 26 de octubre de 2020

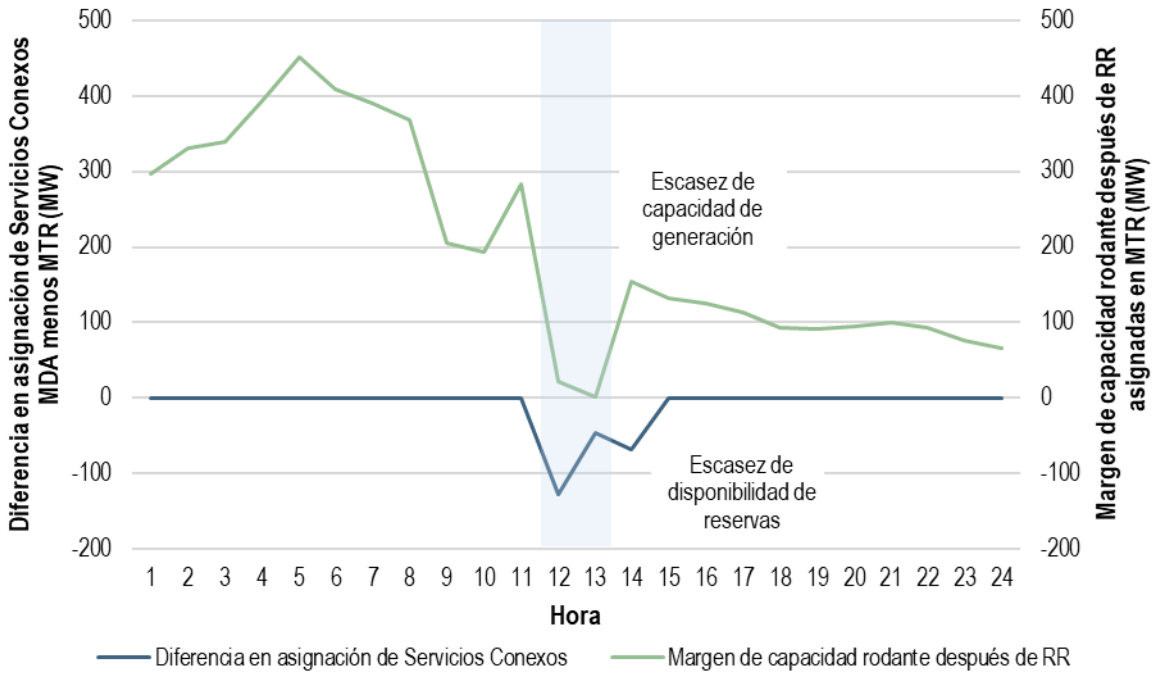


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La curva de demanda de reservas solo adiciona costos administrativos a los PML ante condiciones de escasez de capacidad. En el escenario del 26 de octubre, se relajaron reservas en el MTR en las horas 12, 13 y 14 con reducciones en la asignación de Servicios Conexos del 39.0 %, 13.9 % y 20.8 %, respectivamente, con respecto al requerimiento fijo para todas las horas del Día de Operación del MDA (326 MW).

A pesar de haberse reducido la asignación de Servicios Conexos en la hora 14, esta condición no se reflejó en los PML, dado que el sistema solo presentó una condición de escasez de capacidad de generación en las horas 12 y 13, con valores de su margen de capacidad rodante después de reservas de 22.5 MW y 0.9 MW. Por otro lado, en la hora 14 su valor alcanzó una holgura de 153.7 MW, es decir, se tuvo capacidad suficiente para atender la demanda (ver Gráfica 129).

Gráfica 129. Diferencia de reservas asignadas entre el MDA y el MTR, y margen de capacidad rodante después de reservas del MTR del BCA, 26 de octubre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La activación de la curva de demanda de reservas se corrobora con los precios de los Servicios Conexos, ya que estos adoptan el valor del umbral activo. En la Tabla 54 se muestra que para las horas 12 y 14 se activó el escalón 1 del requerimiento de RO por lo que el sistema operó en los valores más bajos permisibles de este tipo de reserva. Si bien, la activación del escalón 1 de la RO solo tiene impacto directo en la RNR10, su valor se trasladó a la RR10 y RREG, lo cual indica que se agotó la utilización de la capacidad que puede proveer este tipo de Servicios Conexos para atender reservas de menor calidad (RN10).

Cabe mencionar que a pesar de la activación del escalón 1 de la RO en la hora 14, el sistema tenía capacidad suficiente para atender la demanda (153.7 MW de margen), aunque hubo escasez de capacidad disponible que pudiera proveer reservas de 10 minutos. Por tal motivo, la activación solo se reflejó en el precio del Servicios Conexos y no en los PML.

Por último, la hora 13 presentó la activación del escalón 1 de la RS y trasladó su valor a la RRS y RNRS que, por diseño de mercado, siempre tienen el mismo precio. Por tal motivo no se encontró evidencia de una sustitución de reservas de mayor calidad por reservas de menor calidad, como en las horas 12 y 14. A pesar de activarse el umbral de la reserva de calidad más baja, esta activación sí se reflejó en los PML dado que el sistema presentaba condiciones de escasez de capacidad de generación (0.9 MW de margen), ya que parte de las reservas se convirtieron en energía, para satisfacer la demanda.

Tabla 54. Precios de Servicios Conexos y activación de umbrales de las Curvas de Demanda de Reserva del BCA, 26 de octubre de 2020

Precios de Servicios Conexos ($/MWh)						
Proceso de Mercado	**Servicio Conexo**	**Hora 11**	**Hora 12**	**Hora 13**	**Hora 14**	**Hora 15**
MDA	RREG	464.0	323.4	353.8	428.2	454.0
	RR10	464.0	323.4	353.8	428.2	454.0
	RNR10	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
	RRS	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
	RNRS	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
MTR	RREG	204.2	5,108.0	6,743.0	5,108.0	203.1
	RR10	10.6	5,108.0	6,743.0	5,108.0	12.3
	RNR10	10.6	5,108.0	6,743.0	5,108.0	12.3
	RRS	2.5	8.0	4,743.0	6.4	6.4
	RNRS	2.5	8.0	4,743.0	6.4	6.4

Valores de las Curvas de Demanda de Reservas en el MTR			
Requerimiento de reserva	**Precio escalón 1 ($/MWh)**	**Precio escalón 2 ($/MWh)**	**Precio escalón 3 ($/MWh)**
RREG	7,297.0	2,919.0	146.0
RR10	5,473.0	2,554.0	110.0
RO	5,108.0	2,189.0	102.0
RS	4,743.0	1,459.0	95.0

Nota: Los valores en color rojo representan la activación del escalón 1 del requerimiento de RO, los valores en color azul representan la activación del escalón 1 del requerimiento de RS.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La diferencia en los criterios de relajación de requerimientos de reservas entre el MDA y el MTR tiene como efecto que los precios adopten sensibilidades distintas ante condiciones de escasez de capacidad. Esta condición incumple con el inciso c) de la Base 10.4.5 de las BME, la cual establece que las curvas de demandas de reservas utilizadas en ambos procesos deben ser iguales. De esta manera, los precios adoptan las mismas sensibilidades y con ello se minimiza la brecha entre el MDA y el MTR.

3.6.3.2 Reducciones en la demanda del MTR a causa de cortes de energía en Tiempo Real

Los cortes de energía ocurridos en Tiempo Real son detectados por el MTR como reducciones a la demanda, por lo que los precios del mercado no son definidos por el precio tope del sistema, contrario a lo que se llevaría a cabo en el proceso del MDA. Un corte de energía programado es evidencia de una condición de escasez de capacidad de generación o transmisión que muestra una insuficiencia para garantizar el suministro de energía de forma segura y confiable.

En el MDA los cortes de energía son resultado del modelo de optimización (AU-MDA), y son cantidades indicativas que evidencian la escasez de capacidad para garantizar el suministro confiable. De acuerdo con la formulación matemática del modelo de optimización,[126] los cortes de energía son penalizados al "costo de la energía no suministrada". Actualmente, el valor utilizado de este concepto (2,600 dólares por MWh) es igual al Valor de la Energía

[126] Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Formulaci%C3%B3n%20Matem%C3%A1tica%20Modelo%20AU-MDA%20y%20PML%20v2016%20Enero.pdf

No Suministrada (VENS) expuesto en la Política de Confiabilidad.[127] Lo anterior implica que cuando ocurra un corte de energía en el MDA, los precios se definan por el VENS y, por ende, sean cercanos a los precios tope del sistema.

Por otro lado, los cortes de energía en Tiempo Real son resultado de acciones por parte del operador del sistema con el fin de garantizar el suministro confiable. Lo anterior involucra que la función del Estimador de Estado detecte una disminución en la demanda, la cual servirá de insumo en el MTR Ex-post, por lo que dicha simulación no detectará el corte de energía implementado en Tiempo Real, y los precios del MTR se encontrarán en función de una demanda menor (ver Ilustración 14).

Para ejemplificar lo anterior, se presenta el caso de estudio del 5 de septiembre de 2020 en el BCA, cuando se aplicaron cortes de energía en Tiempo Real, con el fin de evitar la violación del límite de transmisión del enlace que interconecta el BCA con CAISO, dada la cantidad de importaciones. El CENACE informó las Condiciones Operativas de ese sistema mediante la Nota 3691:[128]

> *De las 17:02 horas a las 18:54 horas la Gerencia de Control Regional Baja California del Sistema Eléctrico Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia al tener carga afectada en la Zona de Transmisión Valle por control de flujo en PATH 45.*

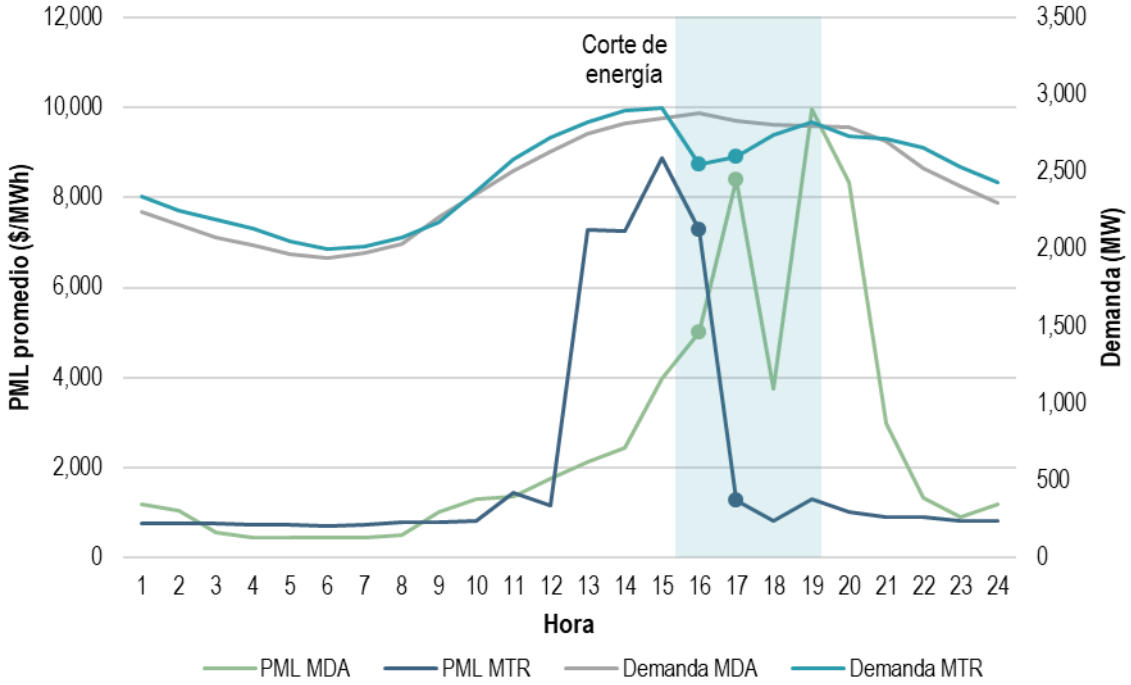
Los cortes de energía se reflejaron sobre todo en las horas 16 y 17 del MTR Ex-post, retomando el valor pronosticado de la demanda del MDA hasta la hora 19. A pesar de la afectación de carga, los PML del MTR registraron valores de $7,278/MWh en la hora 16 y en promedio de $1,134.6/MWh de la hora 17 a 19. Si bien no se presentaron cortes de energía en el MDA, los PML fueron mayores en 51.1 % con respecto al MTR de la hora 16 a 19. De haberse definido los PML del MTR por medio de los cortes de energía, habrían tenido valores cercanos al precio tope aplicable de septiembre 2020, es decir, $34,185/MWh.

[127] La SENER emitió el Aviso por el que se da a conocer la política de confiabilidad el 28 de febrero de 2017, en la cual se estableció el valor de la VENS, mismo que se retomó en el Aviso por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional del 15 de mayo de 2020. Disponibles en:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017; https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020

[128] Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2020/2020%2009%2005%20Condiciones%20del%20SBC%203691.pdf

Gráfica 130. Diferencia en los PML y demanda entre el MDA y el MTR del BCA, 5 de septiembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los cortes de energía en Tiempo Real se debieron a la indisponibilidad por falla de distintas UCE de tecnología de CC principalmente. Por lo que, ante ese escenario no previsto, se incrementaron las importaciones desde el CAISO. Para evitar la violación del límite de transmisión del enlace internacional, el operador del mercado aplicó cortes de energía en las horas 17 a 19. Sin embargo, la indisponibilidad de capacidad de generación comenzó a partir de las 10:00 h y terminó a las 24:00 h, con un máximo de 962 MW a las 15:00 h (ver Tabla 55).

Tabla 55. Número de UCE y capacidad indisponible en Tiempo Real de las principales UCE del BCA, 5 de septiembre de 2020

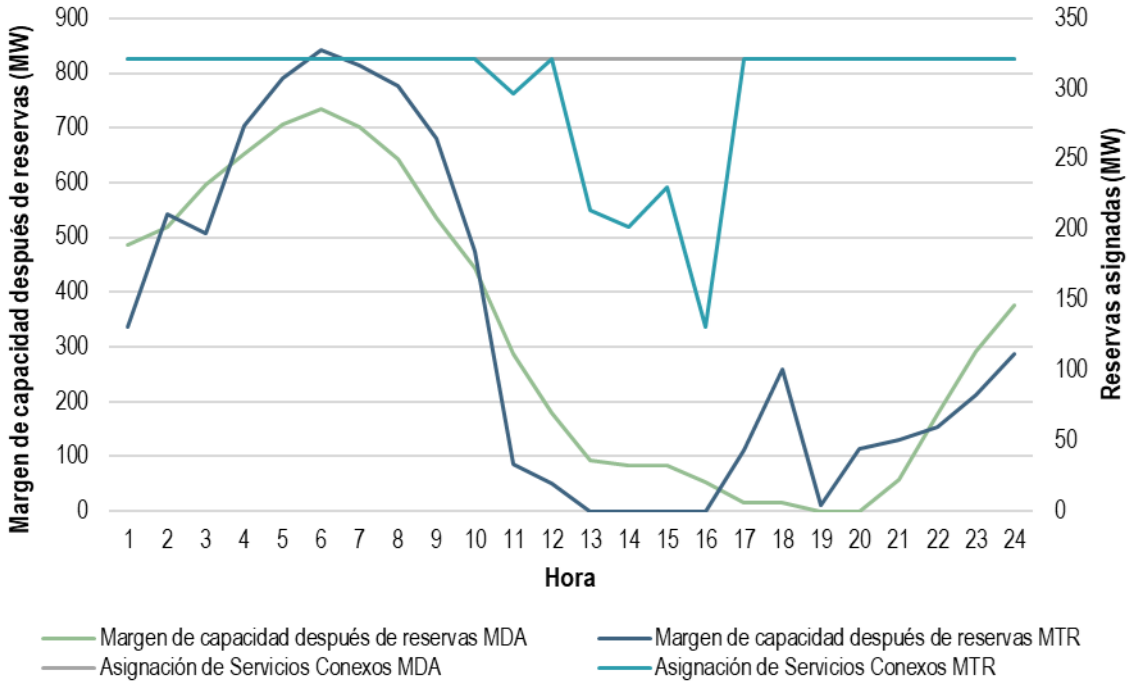
Intervalo de horas	Número de UCE que registraron indisponibilidad	Suma de capacidad indisponible (MW)
10:00 - 12:00	1	150
12:00 - 13:30	2	415
13:30 - 14:30	3	460
14:30 - 15:00	5	862
15:00 - 16:30	6	962
16:30 - 19:30	4	560
19:30 - 23:00	4	535
23:00 - 24:00	3	460

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El escenario previsto en el MDA contemplaba la asignación total del requerimiento de reservas (321 MW), si bien el valor del margen de capacidad después de reservas fue de 0 MW en las horas 19 y 20, la capacidad disponible fue suficiente para atender la demanda y las reservas en su totalidad. Por otro lado, en el MTR la asignación de reservas disminuyó derivado de las indisponibilidades por falla, comenzó en la hora 11 y alcanzó la máxima relajación de 190

MW a la hora 16. Si bien la curva de demanda de reservas se activó en las horas 11, 13, 14, 15 y 16, solo tuvo impacto de la hora 13 a la 16, donde el margen de capacidad después de reservas fue cero, por lo que parte de las reservas fue utilizada como energía para atender la demanda.

Gráfica 131. Diferencia de reservas asignadas y margen de capacidad después de reservas entre el MDA y el MTR del BCA, 5 de septiembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Como se mencionó anteriormente, los PML del MTR no fueron definidos por cortes de energía a pesar de haberse implementado en Tiempo Real. Asimismo, se muestra que los cortes de energía a la hora 16 fueron insuficientes para atender el total del requerimiento de reservas, por lo que de igual manera se tuvo que relajar el requerimiento. En la Tabla 56 se observa que la activación del escalón 1 del requerimiento de RS y RO se encuentran en armonía con las horas donde el PML del MTR registró sus valores más altos.

Tabla 56. Precios de Servicios Conexos y activación de umbrales de las Curvas de Demanda de Reserva del BCA, 5 de septiembre de 2020

Precios de Servicios Conexos ($/MWh)						
Proceso de Mercado	**Servicio Conexo**	**Hora 13**	**Hora 14**	**Hora 15**	**Hora 16**	**Hora 17**
MDA	RREG	1,229.6	1,566.6	2,994.8	3,956.6	7,152.7
	RR10	1,229.6	1,566.6	2,994.8	3,956.6	7,152.7
	RNR10	1,229.6	1,566.6	2,994.8	3,956.6	7,152.7
	RRS	10.0	61.3	61.3	61.3	61.3
	RNRS	10.0	61.3	61.3	61.3	61.3
MTR	RREG	5,110.0	5,110.0	7,264.5	5,110.7	607.2
	RR10	5,108.0	5,108.0	7,264.5	5,108.0	607.2
	RNR10	5,108.0	5,108.0	7,264.5	5,108.0	607.2
	RRS	4,743.0	4,743.0	4,743.0	4,743.0	17.4
	RNRS	4,743.0	4,743.0	4,743.0	4,743.0	17.4

Valores de las Curvas de Demanda de Reservas en el MTR			
Requerimiento de reserva	**Precio escalón 1 ($/MWh)**	**Precio escalón 2 ($/MWh)**	**Precio escalón 3 ($/MWh)**
RREG	7,297.0	2,919.0	146.0
RR10	5,473.0	2,554.0	110.0
RO	5,108.0	2,189.0	102.0
RS	4,743.0	1,459.0	95.0

Nota: Los valores en color rojo representan la activación del escalón 1 del requerimiento de RO, los valores en color azul representan la activación del escalón 1 del requerimiento de RS.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El proceso del MTR Ex-post tiene como insumo la demanda medida por la función del Estimador de Estado del sistema de administración de energía, lo cual impide que considere los cortes de energía como parte de la demanda original del mercado y, por lo tanto, genera una diferencia con los PML del MDA. Además de ser impreciso, este proceso no se encuentra documentado; sin embargo, tiene incidencia en la formación de los precios del mercado. Con base en lo anterior, el proceso de adquisición de insumos del MTR Ex-post debe ser documentado y socializado con los PM.

3.6.3.3 DIFERENCIA EN LA MODELACIÓN DE IMPORTACIONES ENTRE EL MDA Y EL MTR

Existe una discrepancia en el tratamiento de las importaciones entre el MDA y el MTR Ex-post. Los puntos principales son los siguientes:

- De conformidad con los numerales 6.2.1 del Manual de Importaciones y Exportaciones, los PM únicamente pueden programar importaciones o exportaciones comerciales en el MDA;
- De conformidad con el numeral 6.9.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones, los programas de importación y exportación presentados en el MDA se consideran fijos y sólo pueden ser interrumpidos o reducidos por el CENACE en el MTR;
- No existe una normatividad detallada que regule la simulación del MTR Ex-post; sin embargo, se ha detectado que las importaciones etiquetadas en el MTR son tomadas como flujo de generación fija sin precio.

De acuerdo con lo anterior, el tratamiento de las importaciones es uno de los factores que tiene un impacto significativo en la disminución del PML en el MTR (sobre todo en el sistema BCA), puesto que, el hecho de que las importaciones no compitan con precio en el MTR Ex–post causa que el bloque de energía base sin precio aumente y, dado que, la

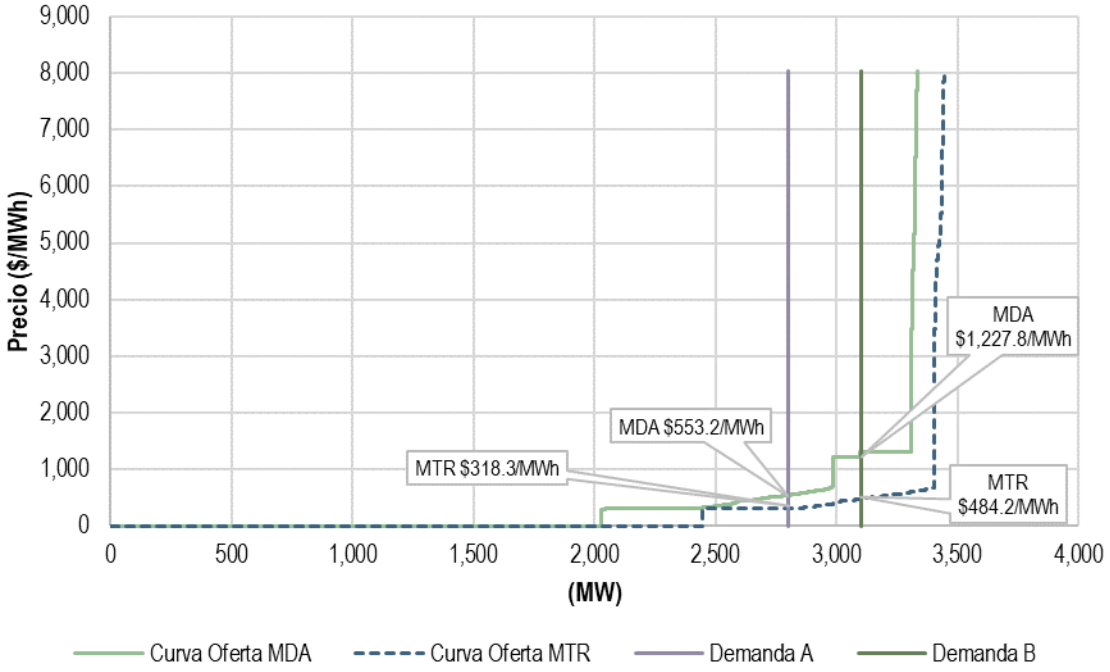
energía que proviene de las importaciones desplaza una proporción del despacho de las UCE ya asignadas, tienden a marginar UCE con un menor costo en el MTR.

Una forma de exponer el mecanismo explicado en el párrafo anterior es mediante la comparación de las curvas de Oferta modeladas en el MDA y el MTR. En la Gráfica 132, se observa la curva de Oferta de asignación, la cual incluye las ofertas incrementales (con precios y cantidades) de las UCE que fueron asignadas en la hora 16 del 29 de julio de 2020[129] y dos escenarios de curvas de demanda hipotéticos (Demanda A, Demanda B).

El total de la energía base asignada en el MDA fue de 2,027 MW, la cual estuvo compuesta por las Ofertas de Venta CIL, NP, RN y los LDEMín de las UCE térmicas, además en este proceso de mercado se asignaron un total de 324 MW de importaciones, cuyas Ofertas compitieron con precios entre $1,000/MWh y $2,000/MWh. En contraste, en el MTR el bloque de energía base fue de 2,447 MW, de los cuales 401 MW pertenecen a las importaciones modeladas como programa de generación fijo. Por consiguiente, el resultado del cierre en el mercado fue:

1. **Demanda A:** La cantidad demandada de 2,800 MW fue atendida en el MDA con un precio teórico de cierre de $553.2/MWh, mientras que en el MTR fue inferior en un 42.5 %.
2. **Demanda B:** Un incremento de la demanda de 300 MW con respecto al escenario A, causó que el PML de cierre teórico en el MDA creciera a $1,227.8/MWh. No obstante, el PML del MTR respondió con un aumento de $165.9/MWh con respecto al escenario Demanda A, aunque se ubicó por debajo del MDA en 60.6 %.

Gráfica 132. Curva de Oferta asignada y demanda del BCA para el MDA y el MTR, hora 16 del 29 de julio de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[129] Se eligió este escenario por las condiciones acontecidas en ese día y hora, las cuales fueron: un margen de capacidad del 0.7 %, el PML en el MTR fue menor en 57.4 % con respecto al MDA, y una cantidad de energía importada de 324 MW en el MDA y de 401 MW en el MTR.

Si bien los modelos de optimización de cada proceso de mercado tienen ajustes para cumplir con objetivos particulares, en lo general deben presentar las mismas consideraciones en el tratamiento de las Ofertas de Venta de energía. No obstante, el proceso del MTR Ex-post considera de forma distinta las importaciones con respecto al MDA, impidiendo que estas puedan marginar.

3.6.3.4 USO DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN EL MTR

La generación hidroeléctrica programable[130] se considera como un Recurso de Energía Limitado, de manera que su despacho considera los Costos de Oportunidad y la cantidad de energía disponible para el Día de Operación. En otras palabras, el despacho de las CE HI se encuentra sujeto tanto a la capacidad horaria ofertada como a la disponibilidad de energía calculada a partir de la planeación de mediano plazo por parte del CENACE.

La disponibilidad de energía de las CE considera dos límites. El límite superior indica la energía máxima disponible a generar en el Día de Operación a fin de evitar niveles bajos del embalse, de manera que la suma de las 24 horas de la cantidad despachada a las UCE de esta CE deberá ser menor o igual a este límite. Por otro lado, el límite inferior indica el turbinado mínimo que debe realizar la CE a fin de evitar el uso de vertedores en un futuro o, en su caso, para satisfacer los requerimientos aguas abajo del embalse como las necesidades de riego.

La energía es optimizada para todas las horas del Día de Operación a fin de maximizar el Excedente Económico Total de esas 24 horas, por lo que en caso de que los límites mínimos de energía fueran demasiado altos, los PML tendrían una reducción. En el caso contrario, si los límites máximos fueran demasiado bajos, el efecto en los PML sería en su aumento.

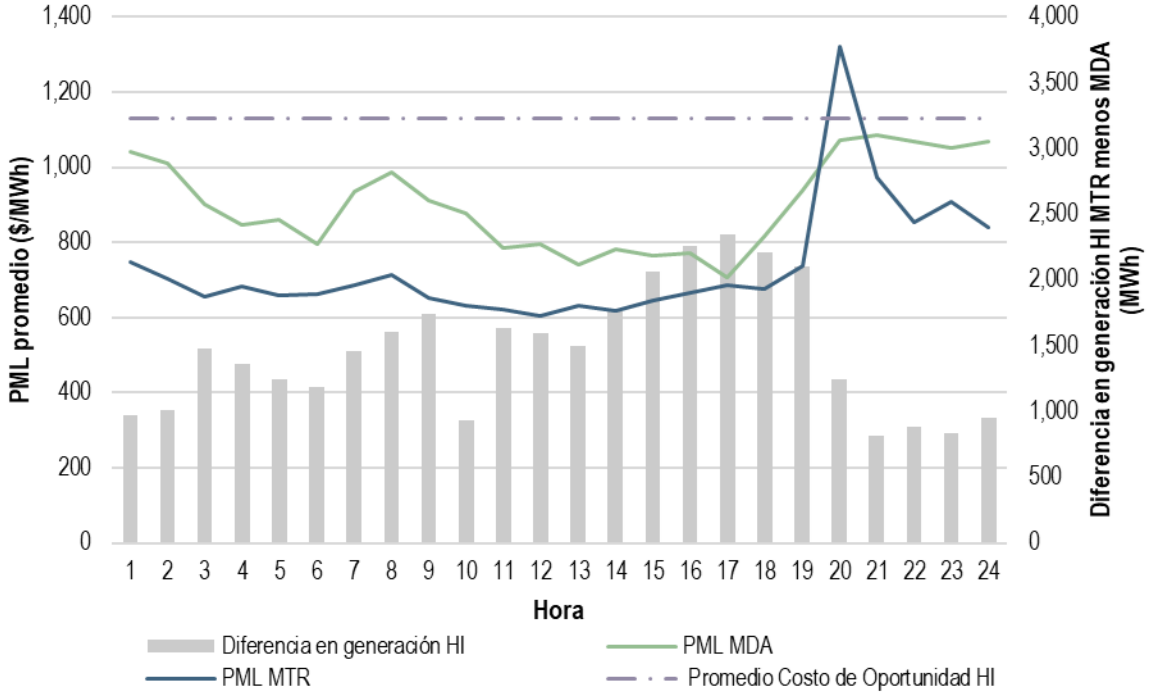
Las decisiones operativas en Tiempo Real del CENACE obedecen a que las UCE HI presentan alta flexibilidad de operación (por lo que pueden generar a su máxima capacidad en poco tiempo). Lo anterior resulta en que el Estimador de Estado detecte la asignación de las UCE HI y, por lo tanto, éstas sean consideradas en el MTR Ex–post, aunque las UCE HI no hayan sido asignadas y despachadas en las mismas horas y nivel de generación que en el MDA. En general, las diferencias en costos de producción total entre UCE HI y UCE TE, contribuyen a las diferencias en los PML entre los procesos de mercado.

De acuerdo con lo anterior, los incrementos de generación hidroeléctrica en Tiempo Real con respecto a la asignación del MDA incrementan la energía base del mercado y con ello la generación térmica puede ser desplazada, lo cual tiene como efecto una reducción los precios del MTR. Un caso de estudio de este efecto ocurrió el 22 de octubre de 2020 en el SIN, donde los PML del MTR fueron 18.6 % menores con respecto a los resultantes del MDA, en promedio la generación hidroeléctrica fue mayor en el MTR por 1,456.7 MWh (ver Gráfica 133).

Los Costos de Oportunidad de las UCE HI registraron valores promedio de $1,131.8/MWh, superiores a los PML del MTR, cuyo PML promedio del día fue $732.7/MWh. Esta diferencia evidencia que el despacho de la generación HI fue considerado como EFM y, por ende, contribuyó a la reducción de los PML en el MTR.

[130] No se consideran como Recursos de Energía Limitada las UCE HI de filo de agua que carezcan de embalse de almacenamiento.

Gráfica 133. Costos de Oportunidad, diferencia en los PML y generación HI entre el MDA y el MTR del SIN, 22 de octubre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

A pesar de presentarse una mayor demanda en el MTR con respecto al MDA (situación por la cual la energía inyectada diaria en el MTR fue superior en 2.5 % en comparación con el MDA), el desplazamiento que tuvo la Oferta de Venta de energía TE (de 60.6 % a 57.9 %) contribuyó a la reducción de los PML en el MTR. Lo anterior, por el incremento en la generación HI en 35,176.3 MWh en el MTR con respecto al MDA.

Tabla 57. Generación asignada en el MDA y el MTR y participación a la demanda por tipo de Oferta de Venta de energía del SIN, 22 de octubre de 2020

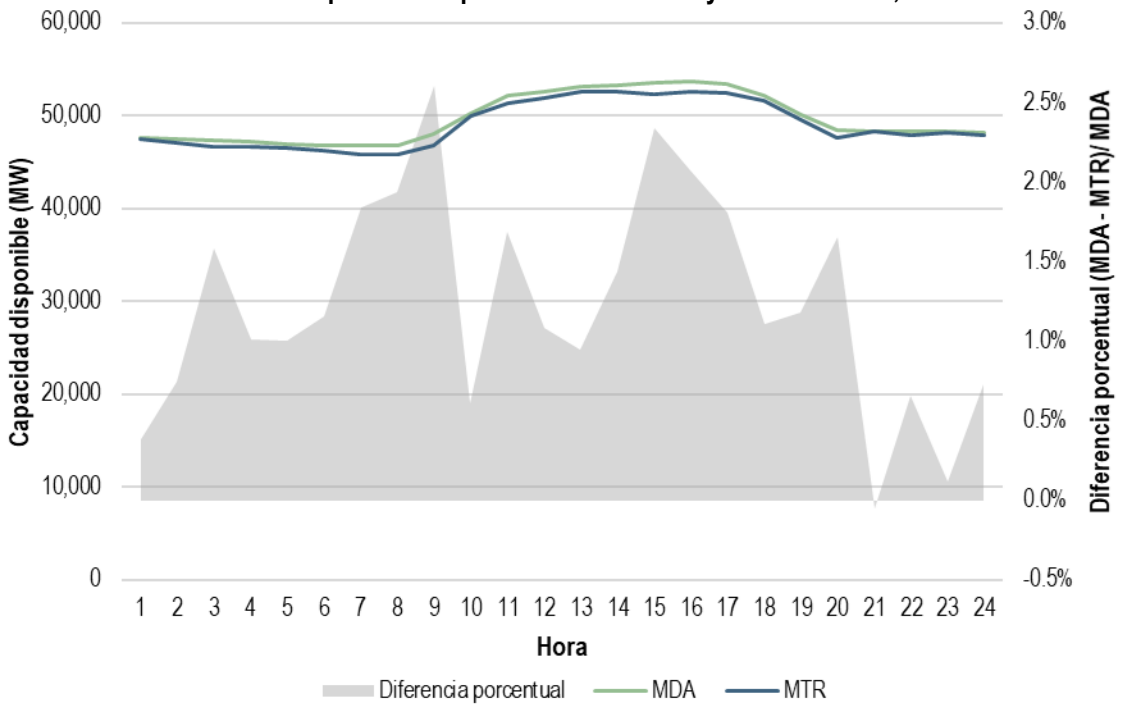
Oferta de Venta de energía	Generación asignada (MWh)		Participación con respecto a la demanda (%)	
	MDA	MTR	MDA	MTR
RN	41,779.3	41,035.3	4.7	4.5
CIL	148,542.2	137,347.0	16.8	15.1
NP	105,966.9	116,554.6	12.0	12.8
IMP	1,511.0	1,048.0	0.2	0.1
HI	50,907.2	86,083.6	5.7	9.5
TE	536,835.4	525,625.4	60.6	57.9
Energía inyectada diaria	**885,542.0**	**907,693.8**		

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El desplazamiento de la Oferta de Venta de energía TE se justifica por el aumento de la generación HI y no por los cambios en la capacidad disponible ofertada, ya que esta variable fue 1.2 % menor en el MTR comparada con el MDA (ver Gráfica 134). Por lo tanto, a pesar de que se ofertó menor capacidad en el MTR (en promedio 616 MW menos

con respecto al MDA), el aumento en la generación HI fue la condición que provocó una reducción en los PML en este proceso de mercado.

Gráfica 134. Diferencias en la capacidad disponible entre el MDA y el MTR del SIN, 22 de octubre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.6.3.5 DIFERENCIAS EN LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN ENTRE EL MDA Y EL MTR

Otro comportamiento que contribuye a las diferencias de los PML entre el MDA y el MTR es el proceso de relajación en los límites operativos de los enlaces de transmisión usados en el proceso del MTR Ex-post. Los límites de transmisión se consideran como una restricción en el modelo que establece el programa de asignación y despacho de UCE en el MDA. Una restricción se considera activa cuando el enlace se encuentra saturado, es decir, que no puede transmitirse más energía en determinada dirección bajo los límites operativos de los elementos de la red. Las restricciones de transmisión activas desacoplan los precios de las zonas que se interconectan por medio de un enlace.

Por el contrario, el MTR Ex-post impide el desacoplamiento[131] de los PML entre las zonas interconectadas a un enlace en particular, y en consecuencia, se observan diferencias en los PML entre ambos procesos de mercado.

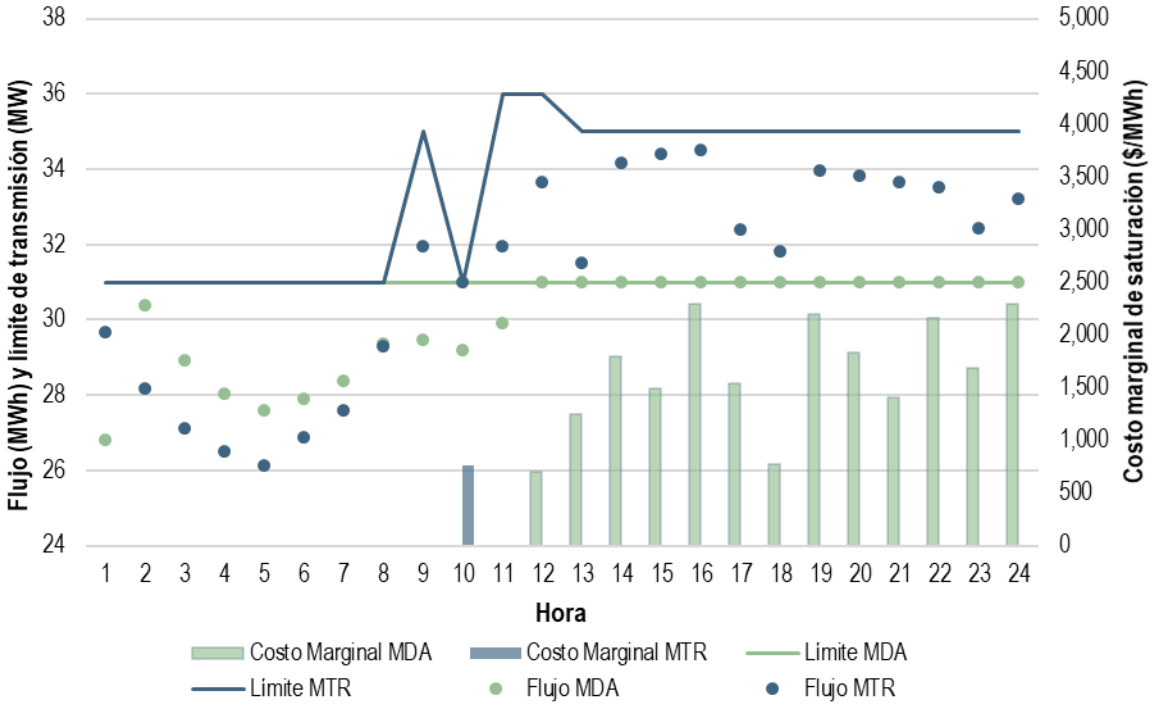
Un caso de estudio se presentó el 4 de marzo de 2020, en el enlace que interconecta la Zona de Cozumel con el resto de la GCR PEN. En el MDA se registró un flujo de este enlace igual al valor de su límite de transmisión (31 MW) de la hora 12 a la hora 24, lo que indicó que la restricción de transmisión se encontró activa. Por otro lado, en el MTR Ex- post, el límite de transmisión se relajó en 15 horas, lo que tuvo como efecto que los PML no se desacoplaran de la misma manera que en el MDA (ver Gráfica 135).

Particularmente en la hora 10 del MTR Ex-post, el límite de transmisión no fue relajado por lo que se saturó y, por ende, causó un costo marginal de $760.0/MWh a los PML de la Zona de Cozumel. Por otro lado, en el MDA los costos

[131] El desacoplamiento de los PML se presenta dado que la UCE marginal de la primera zona no puede transmitir más energía a la segunda zona (por la saturación del enlace) sin violar los limites operativos, de manera que una UCE dentro de la segunda zona debe proporcionar la energía necesaria y fungir como la UCE marginal. En este sentido se tendrá una UCE marginal adicional en el sistema por cada restricción activa.

marginales fueron en promedio $1,640.2/MWh, los cuales se reflejaron en el incremento de los PML de la Zona Cozumel de la hora 12 a 24.

Gráfica 135. Límites de transmisión, flujo y Costo Marginal del enlace Cozumel en el MDA y el MTR, 4 de marzo de 2020



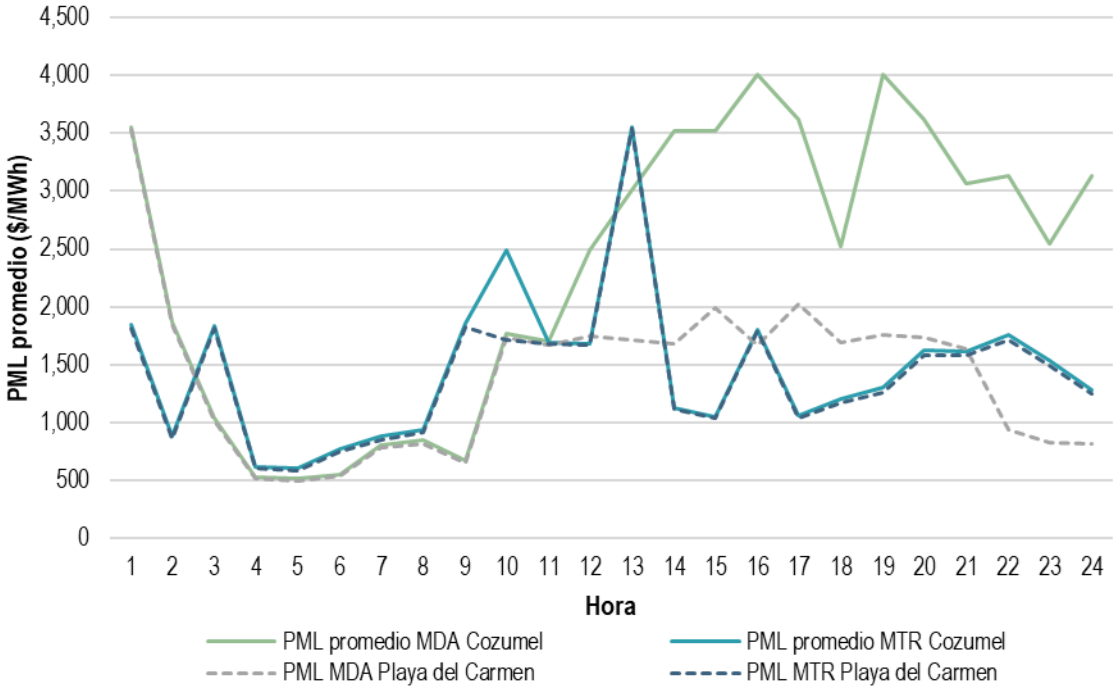
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 136 se aprecia la diferencia en los PML promedio de la Zona de Cozumel. En las primeras 8 horas del Día de Operación los PML de la Zona Cozumel en ambos procesos de mercado fueron cercanos tanto a los de la GCR PEN (tomando como referencia el PML del NodoP Playa del Carmen) como entre ellos mismos, con una diferencia porcentual promedio entre el MDA y el MTR de 8.8 %.

No obstante, a partir de la hora 12 los PML del MDA de la Zona Cozumel se desacoplaron con respecto al resto de la GCR PEN dada la saturación del enlace de transmisión, con una diferencia promedio de $1,683.0/MWh con respecto al NodoP Playa del Carmen y, en consecuencia, fueron 49.3 % mayores con respecto a los PML del MTR de la Zona Cozumel (ver Gráfica 136).[132] De haberse relajado el límite de transmisión en el MDA de la misma manera en cómo se realizó en el MTR Ex-post, los PML de la Zona Cozumel habrían sido similares a los del resto de la GCR PEN y con ello la diferencia con respecto a los PML del MTR hubiese sido en promedio de 9 % para la hora 12 a 24, y de 16 % para todo el Día de Operación.

[132] Las variables que determinan los niveles de los límites de transmisión son, por ejemplo, la disponibilidad de elementos de la RNT, la demanda local y la asignación de UCE locales para soporte de voltaje. Las diferencias en los límites entre el MDA y el MTR pueden deberse a cambios en estas variables o a criterios distintos de los operadores entre los procesos de mercado. Por ejemplo, un operador en Tiempo Real puede implementar una relajación matemática del límite para llegar a una solución factible, sin que esta ocurra en el MDA. Sin embargo, la falta de precisión en el llenado de sus bitácoras y la falta de documentación en los procesos del CENACE impiden reconocer la causa específica de cada diferencia.

Gráfica 136. Diferencias en los PML promedio de la ZC de Cozumel entre el MDA y el MTR, 4 de marzo de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Durante el 2020 se registró un total de 2,697 horas–enlace, donde ocurrió una saturación del enlace de transmisión en el MDA y esta se redujo o fue nula en el MTR Ex-post. Por otro lado, se presentaron 349 horas-enlace en las que se presentó saturación en los enlaces del MTR por una reducción en los límites utilizados en este proceso con respecto a los del MDA. Si bien el número de horas-enlace se redujo en 2020 con respecto al 2019, esto se debe principalmente por la reducción en la saturación de los enlaces, efecto de la disminución de la demanda, la expansión de la capacidad neta, la disminución de la energía indisponible y el aumento en la EFM principalmente (ver sección 2.1.1). Asimismo, se observa que el mayor número de observaciones se registran en el primer rubro el cual tiene como efecto evitar o disminuir el desacoplamiento de los PML en el MTR.

Tabla 58. Comparación anual de la diferencia de límites de transmisión utilizados en condiciones de saturación, 2019 y 2020[133]

Caso de estudio	2019 observaciones hora – enlace	2020 observaciones hora – enlace	Variación (%)
Saturación del enlace en MDA, aumento del límite de transmisión en MTR con respecto MDA	7,573	2,697	-180.8
Saturación del enlace en MTR, disminución del límite de transmisión en MTR con respecto MDA	928	349	-166.0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[133] Los límites de transmisión de los enlaces se establecen a partir de simulaciones computacionales considerando los cambios en la topología de la red eléctrica, incluyendo las condiciones de demanda, interconexión de nuevas unidades de generación, así como la indisponibilidad de ciertos elementos de la RNT ocasionada por eventos como la caída de torres de transmisión y licencias prolongadas en equipo de la RNT (ver sección 2.1.2.3).

En la Tabla 59 se muestra la lista de los diez enlaces con mayor frecuencia de saturación en el MDA, cuyos límites se relajaron en el MTR Ex-post, por lo que su saturación se redujo o fue nula, provocando que los PML en el MTR tuvieron un desacoplamiento menor o nulo. Se aprecia que la lista la encabeza el enlace que interconecta la Zona Cozumel con el resto de la GCR PEN, enlace analizado en el caso de estudio.

Tabla 59. Diez enlaces con mayor horas-enlace de saturación en el MDA y aumento en su límite de transmisión en el MTR del SEN, 2020

Enlace	Localización estimada	Observaciones horas-enlace
8-12 ENL COZUMEL	GCR PEN	792
_0-22 ENL HER-SIN	GCR NOR	505
_0-21 ENL TTH - TEX	GCR CEN	330
_0-6 ENL PRD	GCR NES - GCR ORI	182
5-8 ENL END+AVL - FVL	GCR NTE	144
4-14 LMD-GML	GCR NOR	135
_0-7 ENL MZD-TED	GCR NOR	101
_0-17 MALPASO-TABASCO	GCR ORI	64
4-12 ATS MZD	GCR NOR	53
_0-5 ENL QPM-TUL	GCR CEN - GCR OCC	48

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El procedimiento utilizado por el CENACE para implementar las relajaciones de los límites de transmisión en la simulación del MTR Ex-post no se encuentra documentado; sin embargo, contribuye a la formación de los precios del mercado. Considerando lo anterior, el uso de distintos límites de transmisión entre ambos procesos de mercado incrementa la brecha de precios y, por lo tanto, tiene que ser adecuadamente descrito, documentado y socializado con todos los PM.

3.6.3.6 EFECTOS DE LA REGLA DE NO ASIGNACIÓN EN EL MTR EX – POST

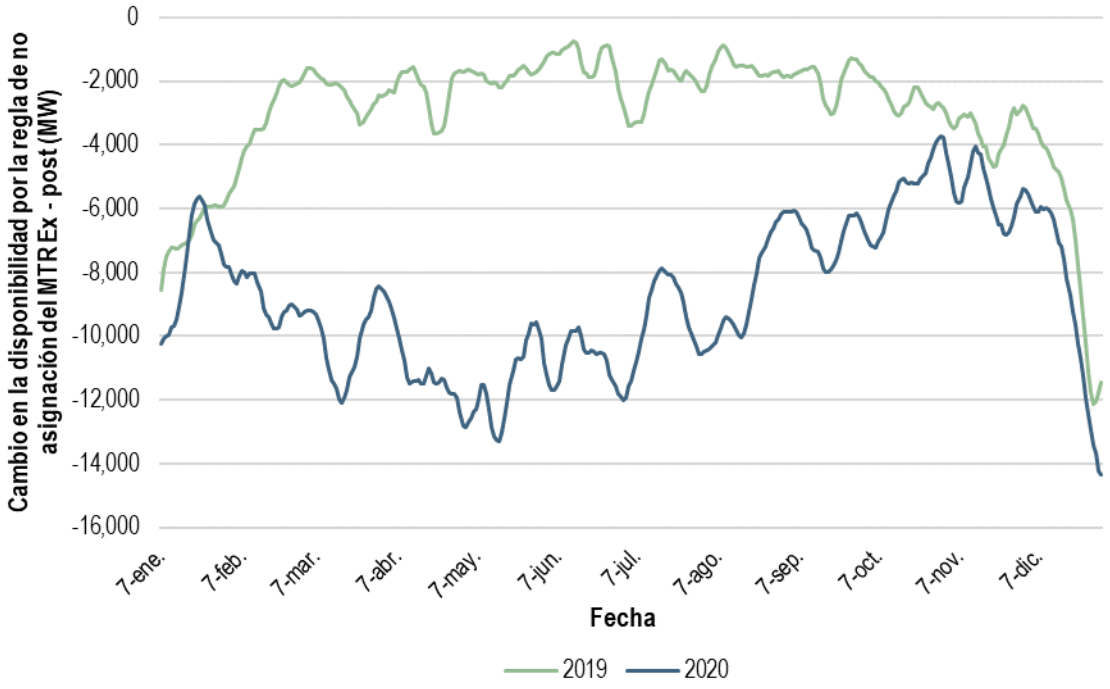
El efecto de la Regla 4 del MTR Ex–post descrita en la sección 3.6.2.3 es estacional y presenta un comportamiento inverso a la demanda. Durante el periodo de alta demanda se requiere tener asignadas la mayor cantidad de UCE para la previsión tanto de energía como de Reservas Rodantes. Esta condición implica que se asigne una mayor cantidad de UCE con respecto al resto del año, por lo que en Tiempo Real se registra un número menor de UCE que se encuentran apagadas. De acuerdo con lo anterior, el efecto de la regla se reduce en periodos de alta demanda, ya que existe un menor número de UCE que podrían ser asignadas cuando se ejecuta el MTR Ex–post, bajo la “regla de no asignación”.

Por el contrario, cuando se presentan las demandas más bajas del año (diciembre y enero) el efecto de la regla incrementa, ya que no se requiere la misma cantidad de UCE encendidas con respecto al periodo de alta demanda. Esta condición incrementa el número de UCE que podrían ser asignadas en el MTR Ex–post y, de esta forma, el efecto de la regla sería mayor, teniendo como efecto una escasez de capacidad ficticia.

La escasez de capacidad ficticia ocasionada por la Regla 4 predomina en el SIN en comparación con el BCA y BCS debido a las diferencias del tamaño del parque de generación entre los sistemas. En 2020 se registró un efecto de la regla de no asignación de 211.2 GWh de forma diaria, o bien, 8.8 GW en promedio de forma horaria para el SIN, es decir, que esta capacidad no pudo ser asignada en la simulación del MTR Ex–post a pesar de que sí estuvo disponible en Tiempo Real.

Lo anterior representó un incremento de 286.3 % con respecto al 2019 (ver Gráfica 137). Este aumento en el efecto de la regla se debió al incremento en la capacidad instalada del SIN, al contar con una mayor oferta para suministrar la demanda, el número de UCE apagadas en Tiempo Real se incrementó (lo cual intensifica el efecto de la regla). Asimismo, el segundo factor que incrementó el efecto de la regla en 2020 fue la disminución de la demanda como consecuencia de la jornada de sana distancia implementada con la finalidad de contener la propagación del virus SARS-Cov2. Al contar con una demanda menor, la asignación en el MDA y Tiempo Real disminuyó intensificando el efecto de la regla en el MTR Ex – post (ver sección 2.1.2). Ambos factores tienen como efecto que en el MDA se registró una mayor capacidad disponible con respecto al MTR, debido a la regla de no asignación en el MTR Ex – post.

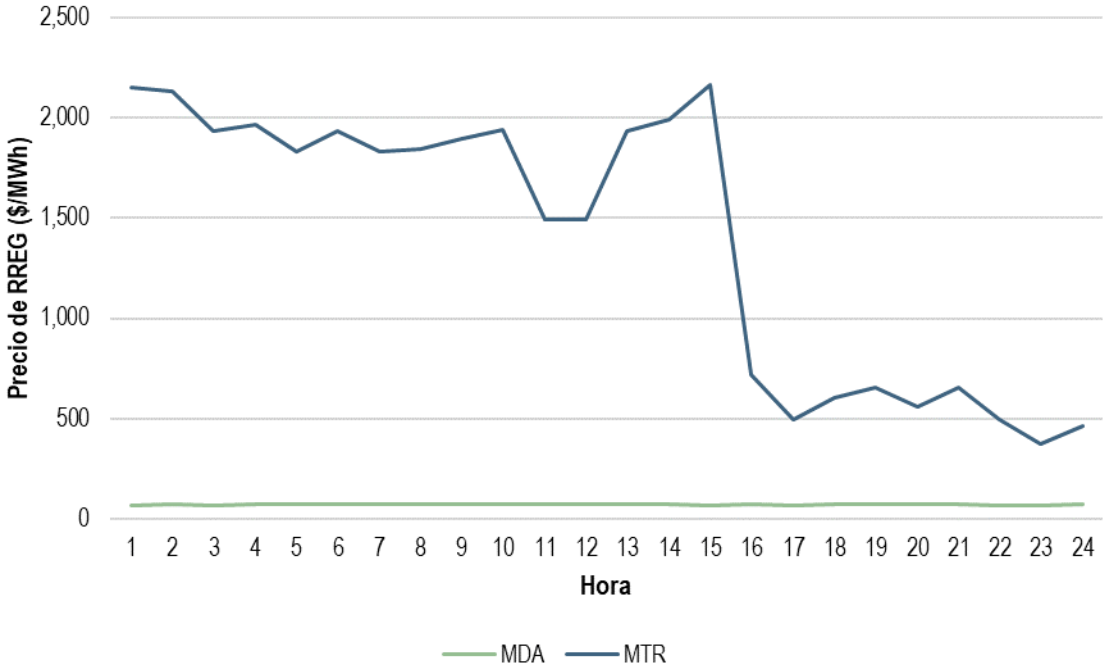
Gráfica 137. Estimación horaria de la indisponibilidad por la regla de no asignación del MTR Ex-post en las Ofertas de Venta TE del SIN (promedio móvil 7 días), 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien la escasez ficticia de capacidad provocada por la regla de no asignación (Regla 4 del MTR Ex – post) en el BCS no fue significativa en magnitud, esta condición contribuyó a la diferencia de precios de la RREG el 11 de junio de 2020. Los precios de la RREG en el MTR se incrementaron a causa de la falta de una reasignación de UCE en el MTR Ex – post. En promedio la diferencia de precios fue de $1,324.8/MWh con una diferencia máxima en la hora 15 de $2,089.5/MWh.

Gráfica 138. Precios de RREG en el MDA y el MTR del BCS, 11 de junio de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tomando como referencia la hora 5 del Día de Operación 11 de junio, solo se asignaron tres UCE para proveer RREG. La solución asignada para la RREG no fue la misma en ambos procesos de mercado, pues en el MDA se asignaron 8.0 MW y en el MTR únicamente se asignaron 6.0 MW. Lo anterior sugiere que la diferencia de 2.0 MW de la RREG se utilizó para satisfacer los requerimientos de algún otro tipo de reserva.

A pesar de que el PML promedio del MDA fue de $1,680.8/MWh y en el MTR de $3,340.5/MWh, no se presentó una diferencia en la asignación de UCE en ambos procesos de mercado. Lo anterior es el efecto de una asignación subóptima en Tiempo Real a causa de la divergencia entre la operación actual y el diseño del MTR que establecen las Reglas del Mercado, ya que se pudo dar el caso de otras UCE que se encontraban en mérito en el MTR (distintas a las 3 UCE asignadas en ambos procesos de mercado), al presentar sus ofertas con precios menores al PML, pero no fueron asignadas (ver sección 2.3.2.1).

Las reglas de ejecución del MTR Ex – post utilizadas y diseñadas por el CENACE no se encuentran documentadas y, al igual que las condiciones anteriores, contribuye a la formación de los precios del mercado. La utilización de este proceso ex – post tiene como efecto la definición subóptima de los precios derivado de la falta de aplicación de un MTR en lazo cerrado.

3.6.3.7 INDISPONIBILIDAD DE UCE EN EL MTR

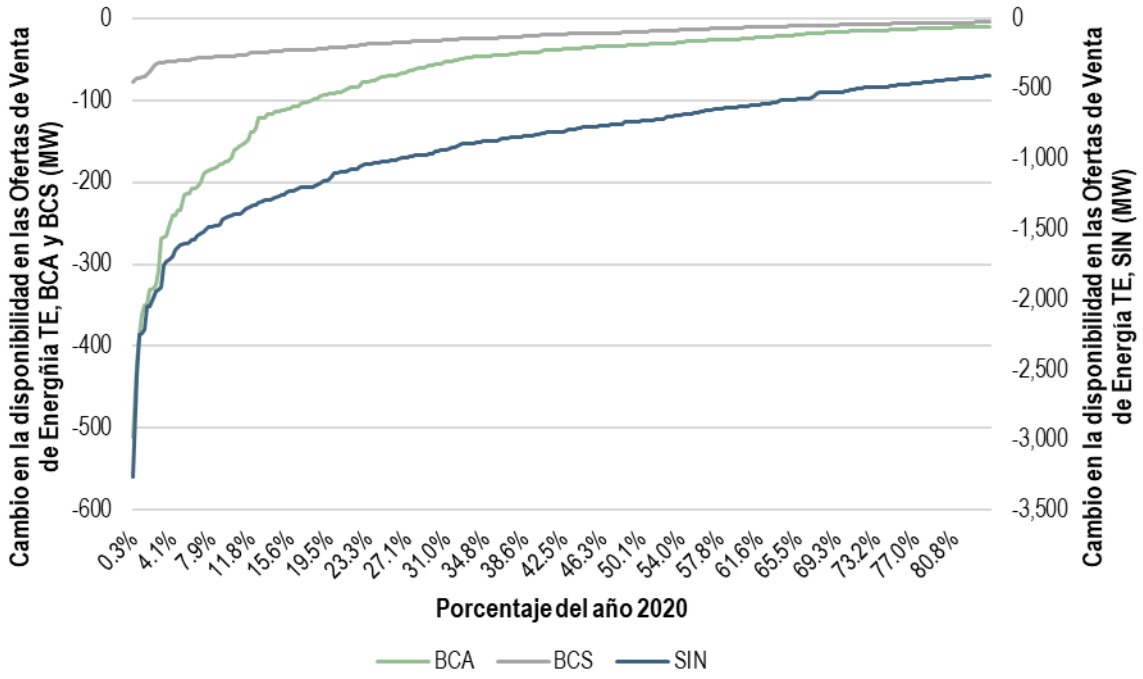
Una segunda condición que se adiciona al cambio en la disponibilidad de UCE utilizada en la simulación del MTR Ex- post, son los cambios realizados por los PM en sus Ofertas de Venta de Energía. Cuando la UCE en Tiempo Real debe salir por una falla, mantenimiento o necesita reducir su capacidad disponible de generación dada una condición particular, se reduce su LDEMáx.

El MTR Ex–post utiliza la disponibilidad de las UCE en Tiempo Real, de manera que las fallas de las UCE reducen la capacidad disponible de generación, lo cual aumentaría los precios del MTR. Por otro lado, el aumento en la capacidad ofertada tiene un efecto a la baja en los precios.

Durante el 2020, la capacidad diaria indisponible promedio en el SIN, a causa del cambio en la oferta de las UCE TE, fue de 19.4 GWh, es decir, una estimación de 806.8 MW de forma horaria, lo que contribuye a la explicación del incremento en el uso de las UCE HI en Tiempo Real.

Por otro lado, la capacidad indisponible promedio por este efecto en el BCA y el BCS fue de 1.4 GWh y 484.9 MWh, respectivamente, lo que representa una reducción de 59.6 MW y 20.2 MW de manera horaria para cada sistema (ver Gráfica 139).

Gráfica 139. Estimación horaria de la indisponibilidad por falla en Tiempo Real por cambios en los LDEMáx de las Ofertas de Venta TE del MTR, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

3.6.4 CONCLUSIONES

Durante el 2020 continuaron las diferencias de precios entre el MDA y el MTR; sin embargo, estas disminuyeron en el SIN y el BCS con respecto al 2019. El SIN registró una diferencia de -0.5 % (PML del MDA mayores al PML del MTR), lo cual evidencia una contracción con respecto a la diferencia de 4.6 % en 2019. El BCS registró una brecha de 2.2 % con PML mayores en el MTR, aunque, al igual que el SIN, su valor disminuyó con respecto al 2019 (9.0 %). Por último, el BCA incrementó su brecha de 13.4 % en 2019 a 26.6 % en 2020 con valores del MTR menores. Estas diferencias incentivan comportamientos no deseados de los PM.

El modelo original del MECP establece que los precios del MTR deben ser los resultantes del DERS-MI, que, a su vez, es uno de los tres módulos que conforman el MTR en lazo cerrado; sin embargo, aún no se encuentran en completa operación, a fin de que sus resultados sean vinculantes para la liquidación. En su lugar, se continúa utilizando una herramienta denominada MTR Ex–post, la cual carece de documentación y genera ineficiencias en la operación

del sistema y del mercado, además retira incentivos para el correcto seguimiento de instrucciones de despacho. A pesar de que esta forma de operación se permitió en una disposición transitoria del MECP y se otorgó una extensión en la resolución de la SENER del 5 de enero de 2017, ambas extinguieron su vigencia y no se cuenta con un plan y hoja de ruta publicada para terminar la transición ordenada al diseño original del MEM.

La diferencia en los criterios de relajación de reservas entre el MDA y el MTR provoca que los precios del mercado tengan sensibilidades distintas ante condiciones de escasez de capacidad. El caso de estudio del 26 de octubre de 2020 del BCA ejemplifica que dicho mecanismo causó una diferencia promedio de 1,033 % en las horas 12 y 13 del Día de Operación.

Los cortes de energía en Tiempo Real reducen la demanda que observa la función del Estimador de Estado, lo que tiene como efecto que el MTR Ex – post no detecte condiciones de escasez. El caso de estudio del 5 de septiembre de 2020 del BCA muestra que a pesar de haberse presentado cortes manuales en Tiempo Real, los PML fueron de $1,134.6/MWh en dichas horas; sin embargo, debían haberse definido por el precio tope aplicable en el mes, es decir, $34,185/MWh.

La diferencia en el modelamiento de las importaciones en el MTR tiene como efecto que las importaciones registradas en Tiempo Real se consideren como energía sin precio (similar a una Oferta de Venta NP), por ende estas ofertas no pueden marginar en el MTR. Asimismo, deprimen artificialmente los PML al aumentar el bloque de energía base. El caso de estudio del 29 de julio de 2020 del BCA muestra que ante una demanda de 300 MW los PML del MTR se deprimirían 60 % con respecto a los del MDA.

El incremento de la generación HI por el tratamiento distinto en el MTR, tiende a aumentar la energía base del sistema, por lo que deprime artificialmente los PML. El caso de estudio del 22 de octubre de 2020 muestra que a pesar de haberse presentado Costos de Oportunidad de la generación hidroeléctrica ($1,131.8/MWh) mayores a los PML del MTR ($732.7/MWh), se incrementó su generación en 1,456.7 MWh en promedio, reduciendo los PML del MTR 18.6 % con respecto al MDA.

La diferencia en los criterios de relajación de los límites de transmisión impide el desacoplamiento de los PML en el MTR aun cuando este se haya presentado en el MDA. Un caso de estudio fue el 4 de marzo de 2020 en la Zona de Cozumel, donde derivado de la relajación del límite de transmisión, los PML en el MTR fueron menores en 49.3 % con respecto a los resultantes del MDA. De haberse utilizado el mismo criterio de relajación en el MDA, la diferencia hubiese sido de 9 % en las horas donde se encontraba saturado el enlace.

La regla de no asignación del MTR Ex – post tiene como efecto una disminución en la disponibilidad en el MTR, puesto que no puede asignar más UCE que las que operaron evidentemente en Tiempo Real. El efecto en 2020 en el SIN se intensificó debido al incremento de la capacidad instalada y a la reducción de la demanda originado por la jornada de sana distancia implementada con la finalidad de contener la propagación del virus SARS-Cov2. Un ejemplo del efecto de esta regla se presentó el 11 de junio de 2020 en el BCS, donde los precios de la RREG fueron mayores en el MDA en promedio $1,324/MWh a causa de la imposibilidad de asignar más UCE para proveer este Servicios Conexos, aun cuando sus costos ofertados eran menores a su PML.

Por último, la indisponibilidad de capacidad de generación en el MTR, derivado de la falla o mantenimiento de UCE tiene como efecto la reducción de la oferta del mercado. En 2020 esta reducción fue en promedio (estimación horaria) de 806.8 MW para el SIN, 59.6 MW para el BCA y 20.2 MW para el BCS.

3.6.5 RECOMENDACIONES

Las condiciones presentadas en esta sección fueron identificadas y analizadas en reportes anteriores por lo cual, se reiteran las recomendaciones realizadas en el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019:

- La disparidad entre el diseño del MTR, de conformidad con las Reglas del Mercado y el esquema de operación mediante el MTR Ex–post, genera ineficiencias en el mercado. Se recomienda que el CENACE comunique a la CRE el estado de avance de la implementación del MTR en lazo cerrado (con la retroalimentación entre sus módulos AU-TR, DERS-MI y DERS-I) y proporcione una hoja de ruta de los tiempos y etapas requeridos para la transición lógica y expedita del MEM de conformidad con las Reglas del Mercado. La transición debe contemplar que las instrucciones de asignación y despacho, así como los precios resultantes de estos módulos, sean vinculantes para la operación y liquidación del MTR, ya que a pesar de que los modelos AU-TR y DERS-MI se encuentran en operación, sus precios resultantes no son vinculantes. Este plan de transición y hoja de ruta pueden ser públicamente discutidos con los PM, como es la práctica en otros mercados eléctricos internacionales.
- Existen diferencias en los criterios de ejecución entre el MDA y el MTR Ex – post que tienen impacto en la diferencia de precios. Entre estos criterios se registran la relajación de reservas, relajación de los límites de transmisión, el cambio en la disponibilidad de generación y el uso de la generación hidroeléctrica. Considerando lo anterior, se recomienda que el CENACE documente los procesos de ejecución de cada uno de los modelos por los que se llevan a cabo los procesos de mercado del MECP, a fin de aumentar la transparencia y reducir la incertidumbre en los PM del MEM. Esta documentación puede realizarse mediante el uso de Guías Operativas para disposición de los PM.
- La diferencia en el criterio de relajación de reservas entre el MDA y el MTR Ex–post tiene un impacto distinto en los precios de cada proceso, ante condiciones de escasez de capacidad de generación; sin embargo, las Reglas del Mercado hacen hincapié que el proceso debe ser idéntico. Se recomienda que el CENACE proponga e implemente en el MDA y en el MTR una curva de demanda de reservas idéntica, de conformidad con la Base 10.4.5 inciso (c) de las BME. Para la determinación de la curva de demanda de reservas, el CENACE puede realizar simulaciones del MDA y el MTR, a fin de que con ello se garantice lo siguiente:
    a. El uso de la totalidad de las capacidades disponibles para ofrecer los Servicios Conexos, sujeto a los parámetros operativos y obligaciones normativas, antes de la relajación de reservas, de conformidad con el artículo 104 de la LIE;
    b. La Confiabilidad del sistema, de conformidad con el Código de Red;
    c. La co-optimización de la energía y las reservas, para mantener la correcta relación de precios en función de la calidad de los productos y se consideren los factores de penalización para la señalización correcta antes escenarios de escasez, de conformidad con la Base 9.1.8, inciso (b) de las BME.

Miembros del Monitor Independiente del Mercado

Parviz Manouchehri Adib

Rafael Alfonso Campo

Manuel Atanacio Rosario

José Adrián Avendaño Castro

Horacio Chávez Carrillo

Mario Steven DePillis, Jr.

Isael Fierros González

Karla Melissa Galván Real

Ericka García Blanquel

Julio García Pérez

Alma Angélica González Jiménez

Jorge Hernández Cortés

Adrián Hernández del Valle

Félix Francisco León Vera

Marcos Jaime Leyes Pérez

Claudia Icela Martínez García

Manuel Omar Olguín Hernández

Rubén Omar Orduño Melchor

Peter Jeffrey Palermo

Daniela Pontes Hernández

Isaac Portugal Rosas

Roberto Ramírez Hernández

Angélica Verenice Rivera Olvera

Axel Rodríguez Reséndiz

Iván Rodríguez Reséndiz

Gabriel Eduardo Roldán Alonso

Alejandro Iván Sotelo Torres

Manuel Alejandro Zamora García

ESTA international
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México

Blvd. Adolfo López Mateos No. 172-203,
Col. Merced Gómez, Deleg. Benito Juárez,
C.P. 03930, Ciudad de México
www.estainternational.com

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen III

Presentado por:

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico – México

Esta página está en blanco de manera intencional.

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen

26 de febrero de 2021

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México
Blvd. Adolfo López Mateos 172-203
Merced Gómez, 03930, Ciudad de México, MÉXICO

www.ESTAInternational.com

MARCO REGULATORIO

De conformidad con el artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE); las Bases 18.1.4, 18.3.2, 18.4.1, incisos (b) y (c) de las Bases del Mercado Eléctrico (BME); los numerales 2.1.1, 2.2.1, 2.2.4, 2.2.5, 2.3.3 inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii), (iv), (v), (viii), inciso (c), fracción (i), 2.4.2, 2.4.3, 2.4.4, 2.4.9, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 del Manual de Vigilancia del Mercado, el Monitor Independiente del Mercado (MIM) presenta el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020, en atención a las funciones y responsabilidades como Entidad de Vigilancia, en apoyo a la Unidad de Vigilancia del Mercado (UVM) y de la Autoridad de Vigilancia del Mercado (AVM).

VOLÚMENES

Debido a su extensión el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020 ha sido dividido en cuatro volumenes para facilitar su navegación y consulta.

- El **Volumen I** se compone del Resumen Ejecutivo y la Sección 1. Introducción que incluyen el Resumen de Recomendaciones y Aclaraciones del manejo de términos e información utilizados en el Reporte.
- El **Volumen II** incluye las Secciones 2. Análisis de la evolución y desempeño de los sistemas Interconectados y 3. Análisis y evolución del diseño y desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista.
- El **Volumen III** incluye las Secciones 4. Análisis de las Determinaciones del CENACE y comportamiento de los Participantes del Mercado y 5. Análisis y evaluación de otros productos y mercados;
- El **Volumen IV** incluye las Secciones 6. Información y seguimiento a indicadores del Mercado de Energía de Corto Plazo y 7. Anexos.

ÍNDICE VOLUMEN III

4 Análisis de las Determinaciones del CENACE y comportamiento de los PM 257
4.1 Mercado de Servicios Conexos 257
4.1.1 Falta de liquidación de Servicios Conexos en el MTR 257
4.1.2 Falta de zonas de reservas 260
4.1.3 Diferencias en los criterios de relajación de reservas entre el MDA y el MTR 261
4.1.4 Diferencias entre el precio de la RREG y el PML 267
4.2 Energía Fuera de Mérito 269
4.2.1 Cambio en el proceso de selección de las UCE asignadas y despachadas fuera de mérito por Confiabilidad 270
4.2.2 EFM en el Sistema Interconectado Nacional 271
4.2.3 EFM en el Sistema Interconectado Baja California 279
4.2.4 EFM en el Sistema Interconectado Baja California Sur 282
4.2.5 Conclusiones 285
4.2.6 Recomendaciones 286
4.3 Desempeño de UCE con generación intermitente 287
4.3.1 Capacidad Neta de las UCE con generación intermitente 287
4.3.2 Generación Intermitente en Tiempo Real 290
4.3.3 Análisis de desbalances 292
4.3.4 Conclusiones 303
4.3.5 Recomendaciones 304
4.4 Análisis de las diferencias de carga entre el MDA y el MTR 305
4.4.1 Error en el pronóstico de carga 305
4.4.2 Cálculo del Pronóstico de Carga 307
4.4.3 Análisis del error del Pronóstico de Carga 308
4.4.4 Impacto económico de las desviaciones 310
4.4.5 Conclusiones 312
4.4.6 Recomendaciones 312
4.5 Transacciones Internacionales de energía eléctrica 313
4.5.1 Distribución de los nodos de importaciones y exportaciones 313
4.5.2 Aspectos regulatorios en materia de importaciones y exportaciones 314

4.5.3 Incumplimientos de energía por importaciones 322
4.5.4 Transacciones internacionales como factores determinantes de los PML 324
4.5.5 Competencia en los nodos de importación y exportación 332
4.5.6 Conclusiones 336
4.5.7 Recomendaciones 337
4.6 Flexibilidad operativa en el SEN 337
4.6.1 Panorama general de la flexibilidad operativa del SEN 338
4.6.2 Análisis sobre las Ofertas de Venta 339
4.6.3 Parámetros de Referencia registrados ante el CENACE 351
4.6.4 Marco Regulatorio 353
4.6.5 Conclusiones 355
4.6.6 Recomendaciones 357
5 Análisis y evaluación de otros productos y mercados 358
5.1 Subastas de Largo Plazo 358
5.1.1 SLP-1/2016 359
5.1.2 SLP-1/2017 361
5.2 Subastas de Mediano Plazo 362
5.3 Certificados de Energías Limpias 363
5.3.1 Certificados de Energías Limpias otorgados por la CRE 363
5.3.2 Generación de Energía Limpia 363
5.4 Mercado para el Balance de Potencia 364
5.4.1 Objetivo del MBP 364
5.4.2 Funcionamiento del MBP 364
5.4.3 Análisis de los resultados preliminares de 2020 367
5.4.4 Determinaciones del CENACE y diseño del mercado 374
5.4.5 Conclusiones 381
5.4.6 Recomendaciones 382
5.5 Derechos Financieros de Transmisión 383
5.6 Ofertas Virtuales 383
5.7 Contratos de Cobertura Eléctrica 383
5.7.1 Beneficios de los CCE 384
5.7.2 Requisitos de Cobertura 388

5.7.3 Subastas ... 389
5.7.4 Contratos Legados para el Suministro Básico ... 390
5.7.5 Vencimiento de los CCE activos y registrados en el CENACE ... 392
5.7.6 Consumo y costo de la energía adquirida por el SSB ... 392
5.7.7 Participación de las Transacciones Bilaterales en el MDA ... 394
5.7.8 Cambios a los Contratos Legados para el Suministro Básico ... 395
5.7.9 Conclusiones ... 396
5.7.10 Recomendación ... 397
5.8 Evolución y desempeño de los Pequeños Sistemas Eléctricos ... 397
5.8.1 Generación por UCE y factor de capacidad ... 399
5.8.2 Errores de Pronóstico en la Demanda ... 400
5.8.3 Precios en Tiempo Real en el Sistema Mulegé ... 400

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 140. Curva de duración del margen de capacidad en el MDA y el MTR del SIN, 2020 ... 262
Gráfica 141. Curva de duración del margen de capacidad en el MDA y el MTR del BCA, 2020 ... 263
Gráfica 142. Curva de duración del margen de capacidad en el MDA y el MTR del BCS, 2020 ... 264
Gráfica 143. Margen de capacidad rodante en el MDA del SIN, 2019 y 2020 ... 273
Gráfica 144. Tasas de potencia y asignación fuera de mérito en el SIN, 2019 y 2020 ... 275
Gráfica 145. EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del SIN, 2019 y 2020 ... 276
Gráfica 146. EFM con Oferta de Venta TE y Margen de capacidad rodante en el MDA del SIN, 2019 y 2020 ... 277
Gráfica 147. Pago de GSI de la EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del SIN, 2019 y 2020 ... 278
Gráfica 148. Distribución de la EFM por Confiabilidad con Oferta de Venta TE por PM en el MDA del SIN, 2019 y 2020 ... 279
Gráfica 149. Margen de capacidad rodante en el MDA del BCA, 2019 y 2020 ... 280
Gráfica 150. Tasas de potencia y asignación fuera de mérito en el BCA, 2019 y 2020 ... 281
Gráfica 151. EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del BCA, 2019 y 2020 ... 282
Gráfica 152. Margen de capacidad rodante en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 283
Gráfica 153. Tasas de potencia y asignación fuera de mérito en el BCS, 2019 y 2020 ... 284
Gráfica 154. EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del BCS, 2019 y 2020 ... 285
Gráfica 155. Capacidad neta de generación renovable intermitente por GCR, 2017 - 2020 ... 289
Gráfica 156. Capacidad neta de generación renovable intermitente por Oferta de Venta en el SEN, 2019 y 2020 ... 290
Gráfica 157. Proporción de energía EO y FV generada en Tiempo Real por GCR, 2019 y 2020 ... 291

Gráfica 158. Participación de generación instantánea máxima de EO y FV en el MTR, 2017 – 2020 292

Gráfica 159. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta RN) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020 294

Gráfica 160. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta RN) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020 295

Gráfica 161. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta RN) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020 296

Gráfica 162. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta RN) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020 297

Gráfica 163. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta CIL) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020 298

Gráfica 164. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta CIL) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020 299

Gráfica 165. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta CIL) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020 300

Gráfica 166. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta CIL) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020 300

Gráfica 167. Distribución de los errores de pronóstico de carga por GCR, 2019 y 2020 309

Gráfica 168. Desviación del consumo por PM, 2019 y 2020 311

Gráfica 169. Desviación monetaria del consumo por PM, 2019 y 2020 312

Gráfica 170. Errores de asignación en importaciones en el BCA, 2019 y 2020 317

Gráfica 171. Errores de asignación en importaciones en el SIN, 2019 y 2020 318

Gráfica 172. Curvas de oferta de asignación en el MDA y MTR del BCA, en la hora 16 del 7 de septiembre de 2020 320

Gráfica 173. PML promedios diarios en el MDA y MTR del BCA, 2020 321

Gráfica 174. Importaciones fuera de mérito, MDA respecto del PML en MTR, 2019 y 2020 322

Gráfica 175. Margen de capacidad e incumplimientos del BCA, del 13 al 19 de agosto de 2020 324

Gráfica 176. PML y precios de las ofertas de importación en el MDA del BCA, 2020 325

Gráfica 177. PML promedio en el BCA y el CAISO, y precios promedio de las ofertas de importación en las horas con escasez en el BCA, 2020 326

Gráfica 178. Precios del CAISO en los nodos de importación del BCA, 2019 y 2020 327

Gráfica 179. Cambio nominal en los PML promedio diarios en 2020 con respecto a 2019 en el BCA 328

Gráfica 180. PML y precios de las ofertas de exportación en el MDA del BCA, 2020 329

Gráfica 181. PML promedio en el BCA y CAISO, y precios promedio de las ofertas de exportación en las horas inflexibles en el BCA, 2020 330

Gráfica 182. PML promedio horarios y precios promedio horarios de las ofertas de exportación en el MDA de la GCR NES, 2019 y 2020 331

Gráfica 183. Curva de duración de las ofertas de importación en los nodos de transacciones internacionales del BCA, 2018, 2019 y 2020 333

Gráfica 184. Ganancias por arbitraje en importaciones en el BCA, 2019 y 2020 334

Gráfica 185. IHH promedio para importaciones en los nodos internacionales del BCA por hora del día, 2018, 2019 y 2020 335

Gráfica 186. IHH promedio para importaciones en los nodos internacionales de la GCR NES por hora del día, 2018, 2019 y 2020 336

Gráfica 187. Energía base como proporción de la demanda por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 339

Gráfica 188. Energía asignada de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de la energía térmica asignada en el SIN por grupo de PM, 2019-2020 344

Gráfica 189. Energía asignada de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de la energía térmica asignada en el BCA por grupo de PM, 2019-2020 345

Gráfica 190. Energía asignada de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de la energía térmica asignada en el BCS por grupo de PM, 2019-2020 346

Gráfica 191. Tasa de asignación de UCE con Oferta de Venta TE asignable no despachable en el SIN, 2019-2020 348

Gráfica 192. Ciclo mínimo de operación de una UCE de Oferta de Venta TE 352

Gráfica 193. Generación por tipo de tecnología de UCE correspondientes a SLP-1/2015, 2020 359

Gráfica 194. Generación por tipo de tecnología de UCE correspondientes a SLP-1/2016, 2020 361

Gráfica 195. Generación por tipo de tecnología de UCE correspondientes a SLP-1/2017, 2020 362

Gráfica 196. Curva de duración de los PML promedio horarios en el SIN para 2016 a 2020 375

Gráfica 197.Curva de duración de los PML promedio horarios en el BCA para 2016 a 2020 376

Gráfica 198. Curva de duración de los PML promedio horarios en el BCS para 2016 a 2020 376

Gráfica 199. Ingreso normalizado por capacidad instalada de las CE TG del SIN en el MDA, 2020 380

Gráfica 200. PML promedio por mes de las GCR ORI y PEN entre 2018 y 2020 381

Gráfica 201. Volatilidad histórica de los PML del MDA, 2017 a 2020 385

Gráfica 202. Volatilidad histórica de los PML del MTR, 2017 a 2020 386

Gráfica 203. Capacidad Instalada Contratada mediante los Contratos Legados para el Suministro Básico 391

Gráfica 204. Vencimiento de los CCE registrados ante el CENACE 392

Gráfica 205. Energía eléctrica contratada estimada para el Suministro Básico (CLSB) 393

Gráfica 206.Costo unitario estimado de la energía adquirida por CFE SSB, 2020 394

Gráfica 207. Porcentaje de energía que se comercializa en el MDA cubierta por TBFin, 2020 395

Gráfica 208. Generación por CE y demanda total en el Sistema Mulegé, 2020 398

Gráfica 209. Curva de duración de la carga en el Sistema Mulegé, 2020 398

Gráfica 210. Demanda pronosticada, demanda real y error de pronóstico promedio mensual en el Sistema Mulegé, 2020 400

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 60. Diferencia entre solución de potencia (MDA) y generación (Tiempo Real), y porcentaje de reducción de generación con respecto al MDA, 2019 y 2020 258

Tabla 61. Estados Operativos de Alerta y de Emergencia en Tiempo Real y cortes de energía en el MDA, 2019 y 2020 260

Tabla 62. Equivalencia entre los Servicios Conexos y los Requerimientos de Reservas 265

Tabla 63. Horas en las que el precio del Servicio Conexo fue diferente al Requerimiento de Reservas en el SIN, 2019 y 2020 265

Tabla 64. Horas en las que el precio del Servicio Conexo fue diferente al Requerimiento de Reservas en el BCA, 2019 y 2020 266

Tabla 65. Horas en las que el precio del Servicio Conexo fue diferente al Requerimiento de reservas en BCS, 2019 y 2020 266

Tabla 66. Diferencia del precio de RREG y PML por Sistema Interconectado en el MDA, 2020 268

Tabla 67. Ejemplo del cálculo de la tasa de asignación fuera de mérito 274

Tabla 68. Pago de la GSI en el MDA del BCA por categoría de EFM, 2019 y 2020 282

Tabla 69. Pago de la GSI en el MDA del BCS por categoría de EFM, 2019 y 2020 285

Tabla 70. Error de pronóstico medio por Oferta de Venta y tecnología, 2019 y 2020 302

Tabla 71. Bandas de tolerancia para desviaciones de recursos intermitentes y variables a nivel internacional 303

Tabla 72. Error de pronóstico medio en otros sistemas eléctricos 306

Tabla 73. Error promedio anual 307

Tabla 74. Error de pronóstico promedio de los PM por Sistema Interconectado, 2018, 2019 y 2020 310

Tabla 75. Enlaces de interconexión para importación y exportación comercial 313

Tabla 76. Ofertas y solución de mercado para el caso ficticio de importación y exportación 316

Tabla 77. Errores de asignación en importaciones por no neteo, por enlace internacional y GCR, 2019 y 2020 318

Tabla 78. Incumplimiento máximo por PM e incumplimiento total por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 323

Tabla 79. Horas con exportaciones marginales y su precio promedio en la GCR NES, 2019 y 2020 331

Tabla 80. Frecuencia de horas-nodo con posibilidad de arbitraje por importación en el BCA, 2019 y 2020 332

Tabla 81. Ganancias promedio por arbitraje en el MDA del BCA, 2019 y 2020 334

Tabla 82. Parámetros de Referencia de LDEMín con respecto a los LDEMáx de UCE con Oferta de Venta TE, 2016 - 2020 340

Tabla 83. LDEMín ofertados con respecto a los LDEMáx registrados de UCE con Oferta de Venta TE en el MDA y MTR, 2019 y 2020 341

Tabla 84. LDEMín ofertados con respecto a los LDEMáx registrados de UCE con Oferta de Venta HI en el MDA y MTR, 2019 y 2020 342

Tabla 85. Capacidad disponible promedio de UCE térmicas del SIN y proporción de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre capacidad disponible, 2019 y 2020 343

Tabla 86. Capacidad disponible promedio de UCE térmicas del BCA y proporción de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre capacidad disponible, 2019 y 2020 343

Tabla 87. Capacidad disponible promedio de UCE térmicas del BCS y proporción de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre capacidad disponible, 2019 y 2020 343

Tabla 88. Ejemplo de tasa de asignación de UCE con Oferta de Venta TE asignable no despachable 347

Tabla 89. Tasa de asignación promedio de UCE con Oferta de Venta TE asignable no despachable en el BCA y el BCS, 2019-2020 348

Tabla 90. Número de horas en que las UCE presentaron Ofertas de Venta de energía en el MDA asignables no despachables, 2020 349

Tabla 91. Ofertas de Venta de reservas con respecto a los límites máximos registrados de UCE con Oferta de Venta TE e HI en el MDA y MTR, 2019 y 2020 350

Tabla 92. Ciclo mínimo de operación de UCE con Oferta de Venta TE en los Parámetros de Referencia, 2020 353

Tabla 93. UCE en operación asociadas a un CCE asignados en la SLP-1/2015, 2020 358

Tabla 94. Proyectos pendientes por entrar en Operación Comercial SLP-1/2015 358

Tabla 95. UCE en operación asociadas a un CCE asignados en la SLP-1/2016, 2020 359

Tabla 96. Proyectos pendientes por entrar en Operación Comercial SLP-1/2016 360

Tabla 97. UCE en operación asociadas a un CCE asignados en la SLP-1/2017, 2020 361

Tabla 98. Proyectos pendientes por entrar en Operación Comercial SLP-1/2017 362

Tabla 99. CEL otorgados de enero a abril de 2019 y 2020 363

Tabla 100. Generación de Energía Limpia, 2019 y 2020 363

Tabla 101. Frecuencia de incidencia de Horas Críticas por mes y hora del día para la ZP SIN, 2018, 2019 y 2020 369

Tabla 102. Frecuencia de incidencia de Horas Críticas por mes y hora del día para la ZP BCA, 2018, 2019 y 2020 370

Tabla 103. Frecuencia de incidencia de Horas Críticas por mes y hora del día para la ZP BCS, 2018, 2019 y 2020 371

Tabla 104. Comparación de los Resultados del MBP de los Años de Producción de 2016 al 2020 para el SIN (los resultados de 2020 son indicativos) 373

Tabla 105. Comparación de los Resultados del MBP de los Años de Producción de 2016 al 2020 para el BCA (los resultados de 2020 son indicativos) 373

Tabla 106. Comparación de los Resultados del MBP de los Años de Producción de 2016 al 2020 para el BCS (los resultados de 2020 son indicativos) 374

Tabla 107. Cambio porcentual anual de los CFNTGR entre el 2016 y 2020 para las tres ZP del SEN (los resultados de 2020 son indicativos) 374

Tabla 108. Precios de Potencia en ISO-NE 377

Tabla 109. Precios de Potencia en PJM 377

Tabla 110. Precios de Potencia en NYISO 378

Tabla 111. Estadísticos del PML del MDA para los Centros de Carga con TBFin y su participación en las Compras de Energía Física en el MEM, 2020 387

Tabla 112. Precio Neto de Potencia, 2017 a 2019 388

Tabla 113. Generación y factor de capacidad, 2020 399

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 15. Participación de la EFM en la generación con Oferta de Venta TE en el MDA por GCR, 2020 272

Ilustración 16. Nueva capacidad renovable intermitente por GCR, 2020 288

Ilustración 17. Gráfica de caja de caja y bigotes 308

Ilustración 18. Mapa sobre los nodos y enlaces internacionales 314

Ilustración 19. Curvas de Oferta y Demanda de Potencia y estimación del Precio de Cierre de Potencia 367

Ilustración 20. Mapa de condiciones operativas por GCR del SIN 379

LISTA DE ACRÓNIMOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

AU-GC	Modelo de optimización utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad
AU-HE	Modelo de optimización para la asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido
AU-MDA	Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto
AU-TR	Modelo de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real
AVM	Autoridad de Vigilancia del Mercado
AVR	Regulador Automático de Voltaje (*Automatic voltage regulator*, por sus siglas en inglés)
BCA	Sistema Interconectado Baja California
BCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
BI	Biocombustible (Tecnología)
BME	Bases del Mercado Eléctrico
BTU	Unidad Térmica Británica
CA	Carboeléctrica (Tecnología)
CAG	Control Automático de Generación
CAISO	California ISO
CC	Ciclo Combinado (Tecnología)
CCARM	Comité Consultivo de Análisis para las Reglas del Mercado
CCM	Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales
CDD	Grados/días de refrigeración (*Cooling Degree Days*, por sus siglas en inglés)
CE	Central Eléctrica
CEL	Certificados de Energías Limpias
CEN	Central
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFNTGR	Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia
CI	Combustión Interna (Tecnología)
CIL	Contratos de Interconexión Legados (Oferta de Venta)
CIONP	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia
COFECE	Comisión Federal de Competencia Económica
CLSB	Contratos Legados para el Suministro Básico
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSMS	Contingencia Sencilla más Severa
CTD	Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible
CVOM	Costo Variable de Operación y Mantenimiento
DEFH	Disponibilidad de Entrega Física Horaria
DERS-I	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo
DERS-MI	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos
DFT Legados	Derechos Financieros de Transmisión Legados
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DOF	Diario Oficial de la Federación
DPFH	Disponibilidad de Producción Física Horaria
EAR	Esquema de Acción Remedial
ECO	Evaluación de Consistencia de Ofertas
EEA	Energía Eléctrica Acumulable
EF	Empresa Filial
EFM	Energía Fuera de Mérito
ENS	Energía No Suministrada
EO	Eólica (Tecnología)
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERC	Entidades Responsables de Carga
ERCOT	Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (por sus siglas en inglés)
EUA	Estados Unidos de América
FACTS	Instalación de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, *Flexible AC Transmission System*, por sus siglas en inglés)
FOCE	Fecha de Operación Comercial

	Estándar
FOCO	Fecha de Operación Comercial Ofertada
FV	Solar Fotovoltaica (Tecnología)
GCR	Gerencia de Control Regional
GE	Geotérmica (Tecnología)
GI	Generador de Intermediación
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
GSI	Garantía de Suficiencia de Ingresos
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
HDD	Grados/días de calefacción (*Heating Degree Days*, por sus siglas en inglés)
HI	Hidroeléctrica (Oferta de Venta); Hidroeléctricas (Tecnología)
Hz	Hertz
IHH	Índice de Herfindahl-Hirschman
IM	Importaciones
IMTGR	Ingresos del Mercado de la Tecnología de la Generación de Referencia
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
ISO-NE	Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra (por sus siglas en inglés)
ITAEE	Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal
LCFE	Ley de la Comisión Federal de Electricidad
LDEMín	Límite de Despacho Económico Mínimo
LDEMáx	Límite de Despacho Económico Máximo
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques
MBP	Mercado para el Balance de Potencia
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIM	Monitor Independiente del Mercado
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MTR	Mercado de Tiempo Real
MTR Ex-post	Mercado de Tiempo Real Ex-post
MW	Megawatts
MWh	Megawatts hora
NAME	Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias
NAMINO	Nivel de Aguas Mínimas de Operación
NAMO	Nivel de Aguas Máximas Ordinarias
NES	Noreste
NOR	Noroeste
NP	No Programable (Oferta de Venta)
NTE	Norte
NU	Nuclear (Tecnología)
NYISO	Operador Independiente del Sistema de Nueva York (por sus siglas en inglés)
OCC	Occidental
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OECP	Oferta Estimada de Compra de Potencia
OEVP	Oferta Estimada de Venta de Potencia
ONP	Obligación Neta de Potencia
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
ORI	Oriental
OVP	Oferta de Venta de Potencia
PAA	Potencia Anual Acreditada
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM
PCP	Precio de Cierre de Potencia
PE	Potencia Eficiente
PEN	Peninsular
PIE	Productores Independientes de Energía
PJM	Compañía de Confiabilidad (*PJM Interconnection Limited Liability Company*, por sus siglas en inglés)
PM	Participante del Mercado
PML	Precio Marginal Local
PMP	Precio Medio de Potencia
PMU	Unidades de Medición Fasorial, por sus siglas en inglés
PNP	Precio Neto de Potencia
PPEF	Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema

	Eléctrico Nacional
PSS	Estabilizador de Potencia (*Power system stabilizers*, por sus siglas en inglés)
RAP	Requisito Anual de Potencia
RC	Reserva de Contingencia (incluye RR10, RNR10, RRS, RNRS)
RGD	Redes Generales de Distribución
RN	Renovable (Oferta de Venta)
RNRS	Reserva No Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RNR10	Reserva No Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RNT	Red Nacional de Transmisión
RO	Reserva Operativa (incluye RREG, RR10, RNR10)
RPe	Reserva de Planeación eficiente
RPm	Reserva de Planeación mínima
RR	Reserva Rodante (incluye RREG y RR10)
RR10	Reserva Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RREG	Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (Servicio Conexo o Reserva)
RRS	Reserva Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RS	Reserva Suplementaria (incluye RREG, RR10, RNR10, RRS y RNRS)
RSI	Índice de Generación Residual, (RSI, por sus siglas en inglés)
S-CEL	Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIM	Sistema de Información del Mercado
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SLP	Subasta de Largo Plazo
SMP	Subasta de Mediano Plazo
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
TBFin	Transacción Bilateral Financiera
TBPot	Transacción Bilateral de Potencia
TC	Térmica convencional (Tecnología)
TE	Térmica (Oferta de Venta)
TESL	Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad
TG	Turbogás (Tecnología)
TGR	Tecnología de Generación de Referencia
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UDIS	Unidades de Inversión
UPC	Unidades de Propiedad Conjunta
UTR	Unidades terminales remotas
UVM	Unidad de Vigilancia del Mercado
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
VDM	Valle de México
WAMS	Sistemas de monitoreo y reconocimiento situacional de amplia área (*Wide Area Monitoring System,* por sus siglas en inglés)
WTI	West Texas Intermediate
ZC	Zona de Carga
ZP	Zona de Potencia

4 ANÁLISIS DE LAS DETERMINACIONES DEL CENACE Y COMPORTAMIENTO DE LOS PM

4.1 MERCADO DE SERVICIOS CONEXOS

Los Servicios Conexos son los servicios vinculados a la operación del SEN que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del despacho económico. La comercialización de los Servicios Conexos se lleva a cabo en el MECP, y el CENACE calcula los precios y los requerimientos de estos servicios en conjunto con el despacho de energía en el MDA y MTR. El cálculo de los precios de los Servicios Conexos del MTR se realiza a partir de simulaciones ex - post, con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en Tiempo Real.

En seguimiento a los eventos relevantes del Mercado de Servicios Conexos y sus implicaciones en el MEM, se presenta una actualización de la información de cada uno de ellos, durante 2020:

1 *Falta de liquidación de Servicios Conexos en el MTR*. La reasignación de reservas en el MTR en 2020, para el proceso de liquidación, continuó realizándose con base en la asignación de reservas en el MDA, a pesar de que el 1 de septiembre de 2018 inició la operación de los modelos AU-TR y DERS-MI que, junto con el registro de instrucciones del *PI-System*, se podría realizar la liquidación de reservas en el MTR de conformidad con las BME.

2 *Falta de zonas de reservas.* El 24 de abril de 2018, el CENACE informó a los PM la determinación de una sola zona de reserva en el SIN. El propósito de esta determinación del Operador fue que se cumplieran de mejor manera los requerimientos operativos de reservas de regulación y reservas operativas, y con ello disminuir la ocurrencia de Estados Operativos de Alerta, Estados Operativos de Emergencia y cortes de energía en el MDA. La evidencia muestra que en general, en relación con el 2019*,* en 2020 hubo una disminución de los Estados Operativos de Emergencia. El incremento en la capacidad neta del sistema y de la EFM, una menor saturación en la RNT, así como una disminución en la demanda de energía derivada de la contingencia de salud pública por el virus COVID-19 generaron un panorama inusual en el MEM que favoreció a mantener la Confiabilidad del SEN.

3 *Diferencias en los criterios de relajación de reservas entre* el MDA y el MTR. En 2020, se observó que en menos del 1.0 % de las horas en el BCA y BCS se relajaron reservas en ambos procesos del mercado, por lo que los recursos de generación fueron suficientes para satisfacer el suministro eléctrico en los tres Sistemas Interconectados. No obstante, continuó la diferencia estructural en la metodología usada para la relajación de los requerimientos de reservas entre el MDA y el MTR. Lo anterior tiene efectos distintos en la sensibilidad de los PML de cada proceso de mercado ante escenarios de escasez, además de que resulta en un incumplimiento de la Base 10.4.5, inciso (c), de las BME.

4 *Diferencia entre el precio de la RREG y el PML.* La formación de los precios de RREG y RR10 permitían que el precio de un producto de menor calidad fuese mayor al de uno de mayor calidad. Como resultado del ajuste del modelo de optimización, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.4.10 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, desde octubre de 2019 no se registraron precios de la RR10 mayores al precio de la RREG. No obstante, es importante mencionar que el modelo de optimización aún no se ajusta para la RREG, ya que en 2020 se encontró que el precio de esta reserva fue mayor al PML en el SIN y el BCA, con una diferencia porcentual promedio de 155 % y 200 %, respectivamente.

4.1.1 FALTA DE LIQUIDACIÓN DE SERVICIOS CONEXOS EN EL MTR

En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 se dio seguimiento a la falta de pago por reasignaciones de reservas en el MTR. Esta es una situación atípica en el MEM, dado que el proceso seguido en esta transacción financiera es distinto a lo que establece el Sistema de Doble Liquidación utilizado para calcular los ingresos o cobros

de UCE.[134] La falta de pago o cobro se originó debido a la ausencia de un registro de reasignación de reservas en Tiempo Real.

4.1.1.1 IMPLICACIONES DE LA FALTA DE LIQUIDACIÓN DE RESERVAS EN EL MTR

Como consecuencia de la falta de un registro de reasignaciones de reservas en Tiempo Real, su liquidación financiera en el MTR se efectúa con base en la cantidad de reservas asignadas en el MDA. Esta práctica económica ocasiona que la diferencia entre las reservas en el MDA y en el MTR sea igual a cero, por tal motivo el precio de cualquier reserva calculado en el MTR Ex-post no implica un ingreso o cargo para las UCE en el MTR, esto impide que los PM sean liquidados en Tiempo Real y con ello se retiran los incentivos para que los PM oferten en el MEM estos productos.

La falta de liquidación de reservas en Tiempo Real tiene repercusiones para distintas UCE, puesto que la reasignación de reservas en Tiempo Real involucra la reducción de generación de las UCE por transformar energía en reservas, lo que implica un cobro por el concepto de energía en el MTR por efecto de la aplicación de la doble liquidación. Sin embargo, debería incrementar la liquidación en el concepto de reservas en el MTR.

Durante 2020, se observó que algunas UCE, con la capacidad de suministrar reservas, presentaron una reducción de generación en Tiempo Real con respecto a la solución de potencia asignada en el MDA. Muestra de ello es que en 2019 la reducción de generación en Tiempo Real con respecto al MDA fue de 27.8 % en promedio, mientras que en 2020 fue de 66.1 %, como consecuencia de que en Tiempo Real dichas UCE se utilizaron para el suministro de la RREG (ver Tabla 60).

Tabla 60. Diferencia entre solución de potencia (MDA) y generación (Tiempo Real), y porcentaje de reducción de generación con respecto al MDA, 2019 y 2020

UCE	Diferencia promedio entre la potencia de solución (MDA) y la generación (Tiempo Real) (MW)		% de reducción con respecto al MDA		Número de días		% de días	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020
CE629-U6	644.9	999.5	9.2	23.9	140	18	38.4	4.9
CE371-U1	1,100.0	952.6	24.6	228.2	74	36	20.3	9.9
CE391-U3	464.0	303.8	18.9	11.4	118	104	32.3	28.5
CE167-U3	526.0	535.0	21.2	23.9	34	51	9.3	14.0
CE253-U2	1,278.2	2,171.2	23.8	42.1	72	13	19.7	3.6
CE557-U1	82.3	127.9	69.0	67.3	57	66	15.6	18.1
Promedio	**682.6**	**848.3**	**27.8**	**66.1**	**83**	**48**	**22.7**	**13.2**

Notas: Las UCE que presenta la tabla son una muestra unitaria por GCR, las cuales son asignadas en el MTR para compensar las RREG. En esta tabla no se muestra el complemento de la reducción de generación con respecto al MDA, el cual sería el aumento de la generación en el MTR con respecto al MDA. Sin embargo, implícitamente se puede deducir que es la diferencia entre el 100% de generación y el porcentaje de reducción en MTR con respecto al MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Antes de la entrada en vigor de los modelos AU-TR y DERS-MI para la operación en Tiempo Real del SIN (implementados por el CENACE el 1 de septiembre de 2018), la falta de liquidación de reservas en el MTR era ocasionada por la inexistencia de un registro de reasignación de reservas en Tiempo Real; sin embargo, con el inicio de operación de estos programas se consideró que se crearían los registros suficientes de las reasignaciones de reservas (RR10, RNR10, RRS y RNRS) en Tiempo Real. Al cierre de 2020, estas expectativas no se cumplieron, lo

[134] DOF (10/01/2018). Manual de Liquidaciones, 3.2. Sistema de Doble Liquidación. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20de%20Liquidaciones%20[DOF%2012-01-18].pdf

que ocasionó una falta de incentivos para que los PM oferten estos productos. De igual forma, los registros de asignación del *PI-System* podrían ser utilizados para liquidar las RREG en el MTR.

4.1.1.2 CONCLUSIONES

La falta de liquidación de reservas en el MTR implica una ineficiencia en el mercado, ya que los despachos realizados en Tiempo Real ocasionan que los generadores incumplan con los compromisos de energía adquiridos en el MDA por reasignarlos a reservas, sin la posibilidad de compensarlos monetariamente por este cambio mediante el pago correspondiente en el MTR.

Previo a la operación de los modelos AU-TR y DERS-MI, la falta de liquidación de reservas en el MTR se explicaba por la ausencia de un registro de reasignación de reservas en Tiempo Real. A falta de este registro, se replicaba la asignación de reservas del MDA en el MTR, de manera que, de acuerdo con el esquema de doble liquidación, la diferencia entre ambos procesos era igual a cero, lo que generaba que el precio del MTR de este producto no causara ingresos o cargos.

A pesar de que los modelos AU-TR y DERS-MI comenzaron a operar a partir del 1 de septiembre de 2018, y que con ello se tendrían registros de reasignaciones de reservas (RR10, RNR10, RRS y RNRS) en Tiempo Real, la liquidación financiera de reservas del MTR continuó realizándose como se mencionó anteriormente, retirando incentivos económicos para que los PM oferten estos productos. Ahora bien, el modelo DERS-I debería utilizarse para la reasignación de RREG; sin embargo, al cierre de 2020 no se encontraba en operación, por lo tanto, el *PI-System* podría proveer el registro de reasignación de RREG que permita realizar la liquidación del MTR para este producto. Pese a que se cuentan con los insumos técnicos necesarios para hacer las liquidaciones de la REEG, esta problemática continuó vigente en 2020.

4.1.1.3 RECOMENDACIÓN

- La falta de liquidación de reservas en el MTR implica una ineficiencia en el mercado y retira los incentivos a los PM de ofertar estos productos, ya que no hay un estímulo económico por las reasignaciones en Tiempo Real y los precios del MTR Ex – post solo son indicativos porque no tienen efectos en la liquidación de reservas. Existe evidencia de despachos realizados en Tiempo Real con el objetivo de transformar energía en reservas, lo que involucra que las UCE incumplan con sus compromisos adquiridos en el MDA y no tengan una compensación por esta reasignación en el MTR. Se recomienda que la CRE y el CENACE se coordinen para alinear el proceso de la doble liquidación a los PM por el concepto de reasignación y precio de los Servicios Conexos en el MTR, de conformidad con los numerales 6.1.7, 6.8.10 inciso (c), 6.8.12 inciso (b), 6.8.14 y 6.8.16 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, y la Base 10.4.3 de las BME. Para lo anterior, el CENACE puede tomar en cuenta la reasignación del DERS-MI y el registro de asignación de la RREG del *PI-System*, y determinar el precio de las reservas para la liquidación del MTR como el máximo entre el precio de las simulaciones ex-post (precios del MTR) y el calculado de conformidad con la Base 10.4.3 de las BME, hasta que determine que los precios del DERS-MI puedan ser utilizados para su liquidación.

4.1.2 FALTA DE ZONAS DE RESERVAS

El 24 de abril de 2018, el CENACE tomó la determinación de crear una sola zona de reserva en el SIN. Lo anterior se comunicó a través del buzón de notificaciones del SIM.[135] Con la implementación de esta medida en los modelos de asignación y despacho de UCE en el MECP se permitiría:

a. Cumplir de mejor manera los requerimientos operativos de reservas de regulación y reservas operativas, y
b. Realizar una distribución de los requerimientos de estas reservas.

A continuación, se examina la ocurrencia de los Estados Operativos de Alerta y de Emergencia en Tiempo Real y los cortes de energía en el MDA, con la finalidad de identificar si la unificación de zonas de reservas tuvo efectos en la operación confiable del SIN.

4.1.2.1 IMPLICACIONES DE LA FALTA DE ZONAS DE RESERVAS

En 2020, a excepción de las GCR OCC y CEN, las horas de los Estados Operativos de Emergencia en Tiempo Real disminuyeron en todas las GCR, es decir, el CENACE recurrió a un menor número de acciones operativas necesarias para recuperar los niveles de reserva y restablecer el Estado Operativo Normal o de Alerta del SIN.

Por otra parte, el número de los Estados Operativos de Alerta disminuyó en tres (CEN, ORI y PEN) de las siete GCR, por lo que el CENACE recurrió, en menor medida, a acciones remediales para restablecer las condiciones de reserva y Estado Operativo Normal en estas GCR (ver Tabla 61).

Tabla 61. Estados Operativos de Alerta y de Emergencia en Tiempo Real y cortes de energía en el MDA, 2019 y 2020

GCR	Estados Operativos de Emergencia en Tiempo Real Número de horas[1]		Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real Número de eventos[1]		Cortes de energía estimados en el MDA Horas	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
CEN	0	4	120	32	0	0
NES	28	10	47	159	0	0
NOR	12	6	135	174	0	0
NTE	25	8	49	108	0	0
OCC	6	17	125	234	0	0
ORI	9	9	122	88	0	0
PEN	9	4	93	48	0	0

Notas: 1. La estimación del número y horas de Estados Operativos de Alerta y Emergencia consideró los eventos que se presentaron en la red de 115 kV que sólo pueden ser atendidos con la modelación de zonas de reserva o la integración de capacidad de generación conectada a este nivel de tensión.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien se presentó una mejora en los Estados Operativos de Emergencia y no se programaron cortes de energía en el MDA, lo cual ayudó a preservar la Confiabilidad del SIN, esto no implica que sea un efecto directo de la unificación de las Zonas de Reservas. Como se mencionó, en el transcurso de enero a diciembre de 2020, la reducción del número de los Estados Operativos de Alerta no ocurrió en todo el SIN, ya que en cuatro GCR (NES, NOR, NTE y

[135] El documento completo está disponible en:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/EstadoOperativoMEM/2018/2018%2004%2024%20Notificaci%C3%B3n%20desde%2024%20May%202018%20Precios%20de%20Servicios%20Conexos%20para%20Zona%20Reserva%20SIN.pdf

OCC) se incrementó el número de estos eventos. Las causas de ellos son diversas, por mencionar algunos: (i) violación momentánea de los límites de transmisión seguros; (ii) capacidad de generación asignada insuficiente para solventar la CSMS; (iii) pérdida de carga local y (iv) problemas de soporte de voltaje.

No obstante, la mayoría de estos eventos se pueden mejorar con la asignación de UCE a nivel local, justo el efecto que tiene la aplicación de Zonas de Reservas. De manera particular, en 2020 los Estados Operativos de Emergencia en Tiempo Real y los cortes de energía en el MDA disminuyeron esencialmente por una disminución en la demanda de energía eléctrica en el SIN de 7.8 % y 3.5 % en el segundo y tercer trimestre de 2020, en comparación con los mismos trimestres de 2019, respectivamente, a causa de la implementación de la Jornada de Sana Distancia, la cual es la medida de salud pública temporal derivada de la contingencia causada por el virus COVID-19. Asimismo, de 2019 a 2020 se presentó una expansión de la capacidad neta (3,338.5 MW), un incremento de la EFM (32.2 %) y una menor saturación de la RNT (las horas-enlace saturación decreció 27.2 %).

Todas estas condiciones operativas que se presentaron en 2020 (ver sección 2.1.1) coadyuvaron a la mejora de la Confiabilidad del SIN. Pese a ello, se considera que estas condiciones fueron por coyuntura, mas no por la decisión operativa de contar con una sola Zona de Reserva, la cual refiere a un cambio estructural con posibles impactos en la Confiabilidad del sistema.

4.1.2.2 CONCLUSIONES

En 2020 los Estados Operativos de Emergencia disminuyeron en las GCR (excepto en la OCC y CEN) con respecto a 2019, es decir, el CENACE recurrió a un menor número de acciones remediales necesarias para recuperar los niveles de reserva operativa y restablecer el Estado Operativo Normal o de Alerta del SIN. De igual forma, factores como el incremento en capacidad neta del sistema, el incremento de la EFM y una menor saturación en la RNT favorecieron para que la condición general del sistema mejorará respecto al año anterior (2019). Asimismo, la situación de salud pública derivada de virus COVID-19 generó un panorama coyuntural inusual en el MEM de menor demanda de energía, por lo que la mejora general de la Confiabilidad no puede ser atribuida directamente a la unificación de las Zonas de Reservas. En otras palabras, no se puede determinar si la decisión operativa de contar con una sola Zona de Reserva tuvo impactos en la Confiabilidad del SIN en el transcurso de 2020.

4.1.2.3 RECOMENDACIÓN

- La unificación de zonas de reservas impide reconocer áreas donde se requiere una mayor cantidad de reservas asignadas. Si bien la condición general del sistema mejoró en 2020, la necesidad de contar con reservas locales es latente. Se recomienda que el CENACE evalúe la necesidad de establecer más zonas de reservas, así como los criterios para establecer requerimientos de reservas, de acuerdo con las necesidades y Estados Operativos del SIN, a fin de preservar la Confiabilidad. Los análisis pueden ser públicos y discutidos con los PM a fin de que se conozcan las necesidades del sistema y se abone a la transparencia tal como lo establece la Base 1.5 de las BME y el Capítulo 4 del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.[136]

4.1.3 DIFERENCIAS EN LOS CRITERIOS DE RELAJACIÓN DE RESERVAS ENTRE EL MDA Y EL MTR

En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 se identificó y documentó que existe una disparidad entre los criterios de relajación de reservas que se utilizan en el MTR con respecto al MDA, lo cual incrementa la brecha de precios entre ambos procesos del mercado. Lo anterior se confirmó en el primer trimestre de 2019, cuando el CENACE

[136] Se reitera la recomendación realizada en el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.

informó sobre la implementación de una curva de demanda de reservas en el modelo del MTR Ex-post, que no era aplicada en el AU-MDA, por lo que la relajación en el MDA se realizaba de forma manual.

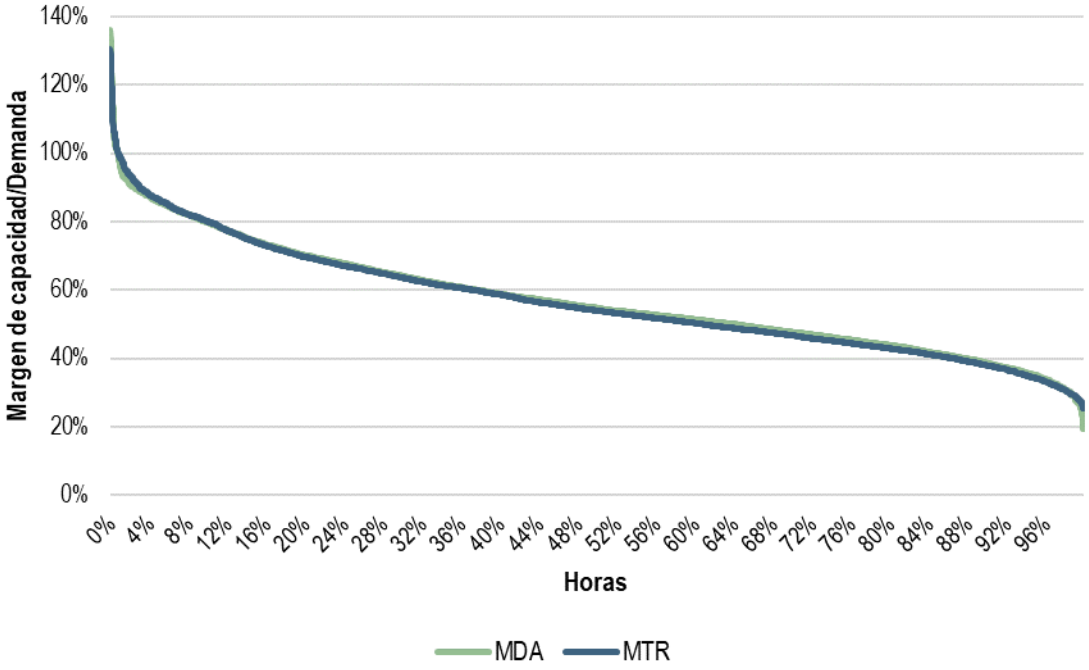
4.1.3.1 IMPLICACIONES DE LAS DIFERENCIAS EN LOS CRITERIOS DE RELAJACIÓN DE RESERVAS

Una implicación importante de la diferencia en los criterios de relajación a los requerimientos de reservas es que los PML muestran diferentes sensibilidades ante escenarios de escasez, entre el MDA y el MTR. Esto último incumple con el inciso (c) de la Base 10.4.5 de las BME, el cual establece que:

> *"La curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será idéntica a la curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado de Tiempo Real."*

Durante 2020, no hubo relajación de reservas en ambos procesos del mercado. Lo anterior se puede constatar con la curva de duración del margen de capacidad para el SIN, cuyo comportamiento es similar para el MDA y el MTR. Considerando una sola zona de reserva, el suministro eléctrico estuvo garantizado sin necesidad de relajar reservas, dado que el margen de capacidad es después de satisfacer el requerimiento de reservas, es decir, en todas las horas fue mayor a cero (ver Gráfica 140).

Gráfica 140. Curva de duración del margen de capacidad en el MDA y el MTR del SIN, 2020

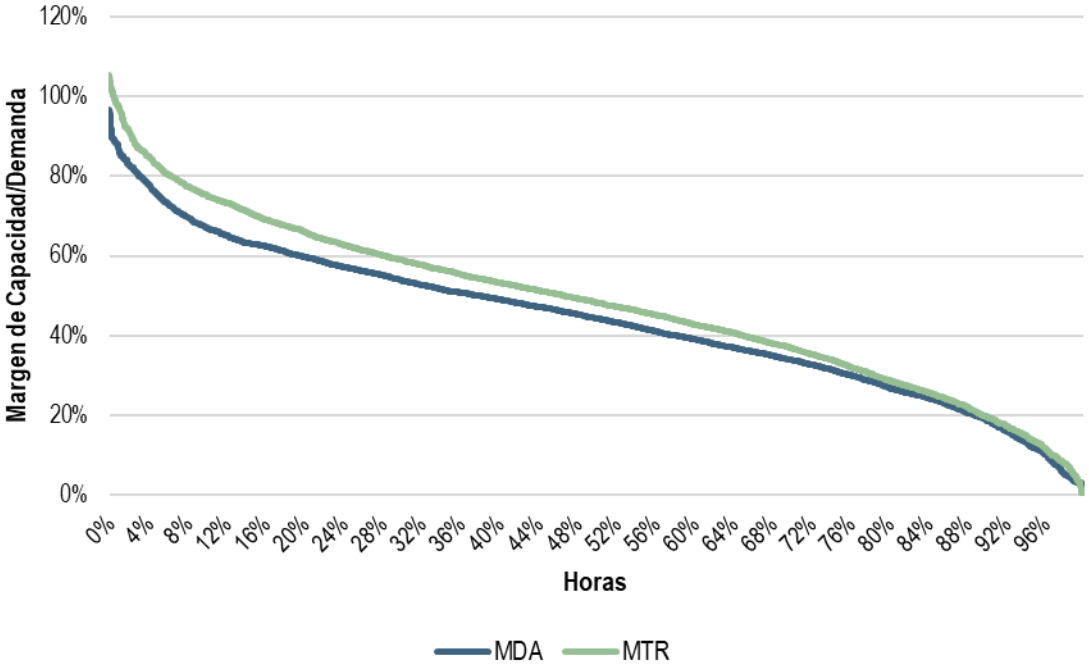


Notas: Margen de capacidad después de reservas expresado como porcentaje de la demanda.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el caso de la curva de duración del margen de capacidad para el BCA, esta presentó un comportamiento similar al SIN para ambos procesos del mercado. Un factor que contribuyó a mantener esta condición operativa en este sistema fue la compra de capacidad derivada del Protocolo Correctivo (ver sección 2.2.1). Si se toma en cuenta una sola zona de reserva, el suministro eléctrico durante el 2020 estuvo cubierto sin necesidad de relajar reservas, salvo en el 0.9 % y 0.3 % de las horas del MDA y MTR, respectivamente, en las que el margen de capacidad fue 0 %. En otras palabras, la generación fue suficiente para garantizar el suministro eléctrico aunado a una disminución de la demanda del

sistema que se presentó en el segundo y tercer trimestre de 2020 con respecto al mismo periodo de 2019 (ver Gráfica 141).

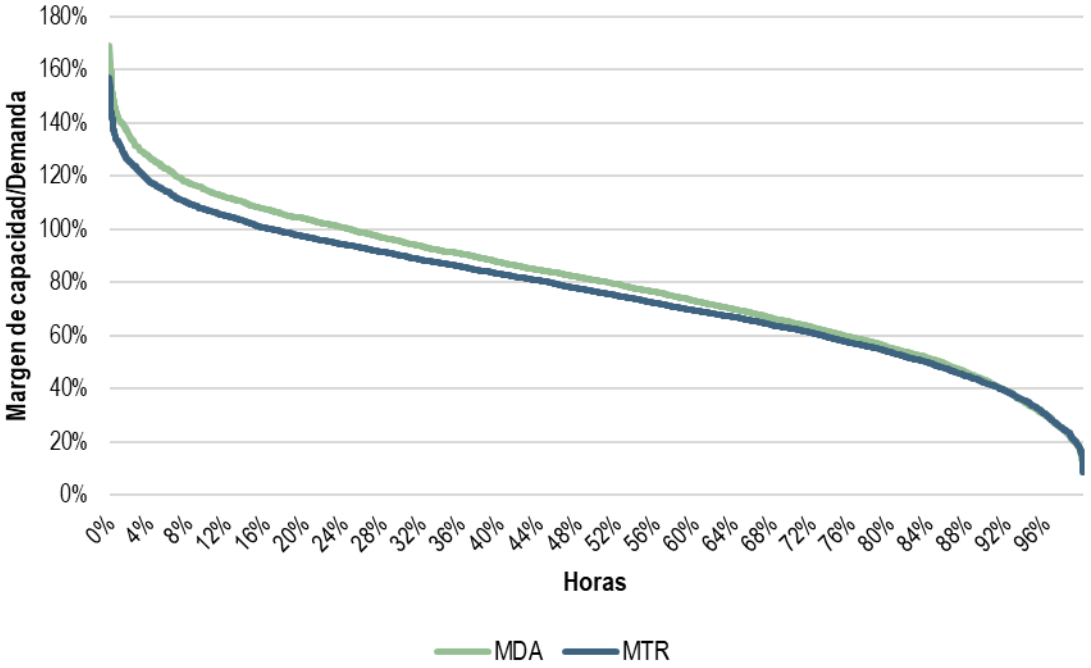
Gráfica 141. Curva de duración del margen de capacidad en el MDA y el MTR del BCA, 2020



Notas: Margen de capacidad después de reservas expresado como porcentaje de la demanda.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La curva de duración del margen de capacidad para el BCS mostró un comportamiento similar al BCA, el margen de capacidad registró valores de 0 % en el 0.02% de las horas en el MDA y 0.1 % de las horas en el MTR en el transcurso de 2020. La generación fue suficiente para garantizar el suministro eléctrico del sistema (ver Gráfica 142). Asimismo, la adición de nueva capacidad de las UCE TG abonó para minimizar la probabilidad de relajar reservas en el BCS, al contar con mayor holgura para hacer frente a la demanda (ver sección 2.3.1).

Gráfica 142. Curva de duración del margen de capacidad en el MDA y el MTR del BCS, 2020



Notas: Margen de capacidad después de reservas expresado como porcentaje de la demanda.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.1.3.1 RELAJACIÓN DE RESERVAS EN EL MTR

Si bien los márgenes de capacidad reportados anteriormente no exponen un escenario de escasez de capacidad de generación en los Sistemas Interconectados, las relajaciones a los requerimientos de reservas pueden tener reducciones debido a las siguientes condiciones:

a. Escasez de oferta de reservas;
b. Escasez de capacidad de generación con rampas de cambio insuficientes para satisfacer requerimientos de reservas en específico;
c. Reducción de los requerimientos en lugar de asignar UCE adicionales, como resultado del modelo de optimización, debido a los factores de penalización de la curva de demanda de reservas.

Un ejemplo hipotético de lo antes señalado se ilustra a continuación. Suponiendo que frente a condiciones de capacidad de generación limitada y un escenario de alta demanda en el SIN, se registra un margen de capacidad de 6.0 % de la demanda. De acuerdo con el Código de Red, el requerimiento de RR correspondería al 3.0 %, no obstante, en este escenario hipotético únicamente el 2.0 % de la capacidad podría incrementar su generación en 10 minutos, por lo tanto, solo podría proveer el 2.0% del 3.0% requerido, lo anterior tendría como efecto que se relajara el requerimiento de RR en 1.0 %. Con base en lo anterior, habría capacidad aparentemente suficiente para satisfacer el requerimiento de reservas y la demanda, no obstante, las UCE no podrían proveer de reservas de respuesta rápida, relajando de esta manera al requerimiento original

Por lo tanto, las reducciones a los requerimientos de reservas en el MTR se pueden identificar mediante la activación de los factores de penalización de la curva de demanda de reservas. Un umbral se encuentra activo cuando el precio del Servicio Conexo es igual a uno de los escalones de la curva de demanda de la reserva en cuestión. En la Tabla 62 se muestran las equivalencias entre los Servicios Conexos y los requerimientos de reservas.

Tabla 62. Equivalencia entre los Servicios Conexos y los Requerimientos de Reservas

Servicios Conexos	Requerimiento de reserva
RREG	RREG
RR10	RR10
RNR10	R10
RRS	RS

Fuente: Elaboración propia con base en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Para estimar la severidad de la relajación de reservas, se utilizaron los siguientes criterios:

- *Relajación baja:* si el precio del Servicio Conexo es igual a su equivalente en el escalón 3 del requerimiento de reserva.
- *Relajación media:* el precio del Servicio Conexo es igual a su equivalente en el escalón 2 del requerimiento de reserva
- *Relajación severa:* si el precio del Servicio Conexo es idéntico a su equivalente en el escalón 1 del requerimiento de reservas.

Los resultados muestran que en el SIN no hubo relajaciones de reservas severas y medias en 2019 y 2020. Únicamente en las RREG se presentaron relajaciones bajas (ver Tabla 63).

Tabla 63. Horas en las que el precio del Servicio Conexo fue diferente al Requerimiento de Reservas en el SIN, 2019 y 2020

Servicios Conexos / Requerimiento de Reserva	Relajación severa		Relajación media		Relajación baja	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
RREG = RREG	0	0	0	0	8	13
RR10 = RR10	0	0	0	0	0	0
RNR10 = R10	0	0	0	0	0	0
RRS = RS	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

A diferencia del SIN, se observa que en el BCA, en 2019 y 2020 se presentaron horas con relajación de reservas desde bajas hasta severas. Los datos muestran que las relajaciones bajas y severas disminuyeron en 2020 con relación a 2019 (ver Tabla 64).

Tabla 64. Horas en las que el precio del Servicio Conexo fue diferente al Requerimiento de Reservas en el BCA, 2019 y 2020

Servicios Conexos / Requerimiento de Reserva	Relajación severa		Relajación media		Relajación baja	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
RREG = RREG	30	9	0	0	33	11
RR10 = RR10	5	4	0	1	41	11
RNR10 = R10	82	15	1	0	75	8
RRS = RS	83	21	3	0	0	0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el BCS, durante 2020 no se presentaron relajaciones de reservas severas o medias, y las relajaciones bajas fue en todas las reservas del sistema, pero en menor magnitud con respecto a 2019 (ver Tabla 65).

Tabla 65. Horas en las que el precio del Servicio Conexo fue diferente al Requerimiento de reservas en BCS, 2019 y 2020

Servicios Conexos / Requerimiento de Reserva	Relajación severa		Relajación media		Relajación baja	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
RREG = RREG	0	0	0	0	8	7
RR10 = RR10	28	0	90	0	125	28
RNR10 = R10	190	0	11	0	37	19
RRS = RS	275	0	13	0	16	0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.1.3.2 CONCLUSIÓN

No se identificó escasez de capacidad de generación, al presentar márgenes de capacidad mayores a cero, salvo en menos del 1 % de las horas del año en el BCA y el BCS. Sin embargo, al cuantificar las activaciones de la curva de demanda de reserva se identificó que, dado el comportamiento de la disponibilidad de generación con respecto a la demanda, en general, en 2020 no hubo relajaciones de reservas severas en el SIN y BCS. No obstante, el problema es estructural dado que corresponde a una determinación vigente del Operador del mercado por mantener criterios de relajación de reservas distintos entre los procesos del mercado, lo que ocasiona la diferencia de PML entre el MDA y el MTR.

4.1.3.3 RECOMENDACIÓN

- La diferencia en los criterios de relajación de reservas incrementa la brecha de los PML entre ambos procesos del mercado. En el MDA la relajación a los requerimientos de reservas se realiza de forma manual y no se activa el factor de penalización, por lo que los precios del mercado no son sensibles a condiciones de escasez. En el MTR se realiza la relajación del requerimiento de reservas mediante la curva de demanda de reservas, lo cual activa los factores de penalización y provoca que los precios en este mercado sí presenten sensibilidad ante escenarios de escasez. Se recomienda que el CENACE aplique la misma curva de demanda de reservas para alinear los criterios de operación en ambos procesos del mercado, de conformidad

con la Base 10.4.5 inciso (c) de las BME. El CENACE puede llevar a cabo estudios mediante simulaciones del MDA y el MTR, para evaluar el impacto de la implementación de la curva de demanda de reservas, con la finalidad de que la propuesta cumpla con las siguientes condiciones:

a. Garantizar la totalidad de las capacidades disponibles para ofrecer los Servicios Conexos, sujeto a los parámetros operativos y obligaciones normativas, antes de la relajación de reservas, de conformidad con el artículo 104 de la LIE;
b. Garantizar la Confiabilidad del sistema, de conformidad con el Código de Red;
c. Garantizar la co-optimización de la energía y las reservas, para mantener la correcta relación de precios en función de la calidad de los productos y se consideren los factores de penalización para la señalización correcta antes escenarios de escasez, de conformidad con la Base 9.1.8, inciso (b) de las BME.

4.1.4 DIFERENCIAS ENTRE EL PRECIO DE LA RREG Y EL PML

En 2018 se detectó la falta de co-optimización de reservas y energía en el AU-MDA. En particular se observó lo siguiente:

i. los precios de la RREG fueron mayores al PML del nodo en el que se encuentra el recurso marginal que proveyó este Servicio Conexo, y
ii. los precios de la RR10 fueron mayores al precio de la RREG.

Las condiciones anteriores incumplían con lo establecido en las BME, específicamente la Base 9.1.8 inciso (b) que señala que, el precio de la RR10 no puede ser mayor al precio de la RREG y que el precio de esta sea mayor al PML. Después de octubre de 2019 no se registraron precios de la RR10 mayores al precio de la RREG, debido a que el modelo de optimización se ajustó de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.4.10 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Derivado de lo anterior, se presenta el análisis de las diferencias de precios entre la RREG y el PML.

4.1.4.1 IMPLICACIONES DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LOS PRECIOS

De conformidad con la Base 10.4.3, inciso (e) sub incisos (i) y (ii) de las BME, el precio de la reserva debe ser igual al PML menos el punto de despacho, más el costo de la oferta de disponibilidad. Si bien el numeral habla del costo de oportunidad de no producir otro tipo de reservas, al ser la RREG la de mayor calidad, este término se puede anular del cálculo de su precio:

> *(e) Los precios marginales de las reservas pueden ser entendidos como el costo de oportunidad de no producir energía u otro tipo de reservas, más el costo de la disponibilidad de reservas ofrecido por el recurso marginal.*
>
> > *(i) El costo de oportunidad de una Unidad de Central Eléctrica en el mercado de energía será el mayor que resulte entre cero y la diferencia entre el Precio Marginal Local en la ubicación de dicha Unidad de Central Eléctrica y su oferta de energía incremental.*
> >
> > *(ii) Los Generadores presentarán un precio de oferta de disponibilidad por MWh que refleje sus costos estimados de operación, mantenimiento y combustible para la provisión de cada tipo de reservas. Este valor se sumará al costo de oportunidad.*

Lo anterior implica que la diferencia entre el PML y el punto de despacho debe ser siempre positiva, por lo que en el caso de tener un PML negativo, el precio de la RREG sería igual a la Oferta de disponibilidad, dado que el costo de oportunidad para proporcionar RREG sería igual a cero.

$$\$R = \{PML_{RM} - OI_{RM} + OD_{RM}\}$$

Donde:

$\$R$	Precio de la reserva
OI_{RM}	Oferta incremental del recurso marginal (punto de despacho)
PML_{RM}	*PML* del nodo al que se encuentre conectado el recurso marginal
OD_{RM}	Oferta de disponibilidad de este tipo de reserva del recurso marginal
RM	Recurso marginal

No obstante, en el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018 se expuso que, cuando el "punto de despacho" es mayor al PML, el costo de oportunidad no es cero (al ser calculado como el absoluto de la diferencia entre el punto de despacho y el PML). Lo anterior causa que el precio de la RREG sea mayor al PML, teniendo como efecto un sobrecosto en el mercado.

Muestra de lo anterior es que, en 2020 los tres Sistemas Interconectados presentaron horas en las que el precio de la REEG fue mayor al PML. Al respecto, el SIN registró la mayor frecuencia de esta condición con 13.5 % de las horas. Asimismo, para este sistema la diferencia porcentual promedio en la que el precio de la RREG fue mayor que el PML ascendió a 155.0 %, con una diferencia máxima entre la RREG y el PML de $4,755.1/MWh. En el caso del BCA únicamente en el 5.8 % de las horas la RREG fue superior al PML, aunque en este sistema se presentó la mayor diferencia precios de $9,165.6/MWh (ver Tabla 66).

Tabla 66. Diferencia del precio de RREG y PML por Sistema Interconectado en el MDA, 2020

Nombre de la variable	Sistema Interconectado		
	SIN	BCA	BCS
Porcentaje de horas en el periodo en que RREG>PML	13.5%	5.8%	0.2%
Diferencia promedio entre RREG>PML ($/MWh)	296.8	565.1	1356.9
Diferencia porcentual promedio entre RREG>PML	155.0%	200.0%	217.3%
Diferencia máxima entre RREG>PML ($/MWh)	4755.1	9165.6	2149.9

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.1.4.2 CONCLUSIONES

Los precios de la RREG mayores al PML del nodo del recurso marginal de este Servicio Conexo se deben a que el AU-MDA no co-optimiza simultáneamente los precios de la RREG y energía, y ello ocasiona que no se cumpla con lo estipulado en las BME. En 2020 se observó que esta condición anómala se presentó en los tres sistemas (SIN, BCA y BCS), aunque con mayor frecuencia en SIN (en el 13.5 % de las horas del año). En el BCA se dio la mayor diferencia porcentual promedio de precios entre la RREG y el PML, la cual fue de $9,165.6/MWh. Estos comportamientos atípicos en los precios, además de no establecerse en las BME, representan una distorsión en formación de los costos en el MEM.

4.1.4.3 RECOMENDACIÓN

- Los precios de la RREG mayores al PML del nodo del recurso marginal permite que se realice tanto un pago de energía como un pago por este Servicio Conexo por la misma capacidad de la UCE, lo que deriva en ineficiencias en el mercado. Este fenómeno se debe a una condición del AU-MDA, donde el costo de oportunidad se calcula como el absoluto de la diferencia del PML menos el punto de despacho, lo cual impide

que este sea cero cuando el PML es menor al precio de la RREG (de acuerdo con la Base 10.4.3 de las BME). Se recomienda que el CENACE aplique lo establecido en las BME donde no se permite que el precio de la RREG sea mayor al PML, solicitando a su proveedor de software que ajuste el modelo de optimización AU-MDA. Asimismo, se genere una hoja de ruta con etapas y fechas, para que sea comunicado a la CRE. Lo anterior, representaría una mejora en la eficiencia del mercado.

4.2 ENERGÍA FUERA DE MÉRITO

La EFM es la generación asignada de las UCE cuyos costos ofertados son mayores al precio del mercado. La asignación y despacho de la EFM es una práctica común en los mercados eléctricos cuando se presentan condiciones operativas que ponen en riesgo la Confiabilidad, debido al comportamiento de la demanda de energía, la topología de los sistemas eléctricos o por el resultado del despacho de centrales eléctricas dado el grado de flexibilidad operativa de los recursos de generación.

La EFM es una variable endógena, pues si el PML disminuye, la EFM se incrementa; o bien, si la EFM se incrementa, el PML se deprime y ocasiona un aumento del pago de la GSI.[137] Por ello, la asignación y despacho de UCE fuera de mérito deben estar justificados por estudios técnicos realizados por el Operador del sistema, según lo estipulado en las disposiciones generales del Código de Red y en las disposiciones operativas correspondientes que emita la CRE.

El CENACE puede instruir la asignación y despacho de UCE fuera de mérito de conformidad con las BME, cuando así sea necesario para cumplir con los estándares de Confiabilidad del SEN. De esta forma, la EFM se clasifica en tres categorías que se describen a continuación:

UCE asignadas fuera de mérito por Confiabilidad

De acuerdo con la Base 6.2.2 de las BME, corresponden a las UCE asignadas por el Operador con el fin de garantizar la Confiabilidad del sistema eléctrico. Este tipo de asignación se encuentra presente en todos los sistemas eléctricos de potencia y el proceso de selección de UCE depende del esquema de operación y marco regulatorio de cada mercado eléctrico. En el caso de México, el Código de Red estipula que deberá considerarse la Confiabilidad de la tecnología utilizada y el menor costo para la selección, en caso de que se cuente con diferentes opciones de generación en una misma zona o región. Las causas más recurrentes para la asignación de UCE por Confiabilidad son: (i) previsión de potencia reactiva dinámica para el soporte de voltaje; (ii) previsión de reservas locales, (iii) control de flujo de los enlaces, o (iv) previsión de estabilidad del sistema. Dichas causas de asignación usualmente no se encuentran modeladas en los mercados eléctricos y se asignan como Servicios Conexos (o servicios auxiliares) no incluidos en el mercado. Para efectos de este estudio, la asignación de UCE fuera de mérito será por Confiabilidad, cuando se traslape con alguna de las siguientes categorías.

UCE asignadas fuera de mérito para reservas

Se refiere a las UCE que se encienden para garantizar el cumplimiento del requerimiento de RR (RREG, R10 o RRS). Este tipo de asignación cobra importancia, siempre y cuando, el margen de capacidad rodante sea pequeño, ya que el encendido de estas UCE se justifica por la baja capacidad asignada en el sistema. Cuando el margen de capacidad rodante es grande, se genera una sobreoferta de estos productos a fin de que, si una UCE con RR asignadas pasa a ser indisponible, su asignación de reservas se traslada a otra UCE asignada, sin la necesidad de asignar una nueva

[137] La cantidad de EFM es resultado de la interacción de cada una de las variables del mercado. Un ejemplo de lo anterior sucede cuando en un sistema con tres UCE (dos UCE CC y una UCE TG), sólo las dos UCE CC son asignadas (por mercado), y la UCE TG se asigna por Confiabilidad, lo que implicaría que las UCE CC reduzcan su despacho. Esta asignación fuera de mérito reduce el PML y aumenta el pago de la GSI. Cabe mencionar que el PML puede aumentar o reducirse por distintos factores exógenos como la demanda, la saturación de enlaces, la activación de factores de penalización, la indisponibilidad, entre otros; lo que causa que la EFM también cambie al depender del PML. Con base en lo anterior, la asignación pudiera ser óptima con una cantidad de EFM variable, dada la interacción del resto de las condiciones del mercado.

UCE. Las RR aseguran que el sistema tenga capacidad de generación de respuesta rápida ante la pérdida de un elemento de transmisión o generación, por lo que la asignación fuera de mérito de UCE para asegurar el cumplimiento de este requerimiento de reserva es primordial para preservar la Confiabilidad del sistema. De acuerdo con lo anterior, suelen usarse factores de penalización altos (mayores al precio tope) para asegurar que el modelo de optimización cumpla con el requerimiento, independientemente si requiere de asignar UCE de costos mayores como último recurso.

UCE asignadas fuera de mérito sin justificación aparente

En este rubro se cuantifican todas las UCE que no pertenecen a ninguno de los otros dos grupos mencionados, y cuya asignación puede ser por una condición de inflexibilidad operativa en el sistema, o bien por una asignación ineficiente.

En esta sección se presenta el análisis de la EFM con Oferta de Venta TE, [138] la capacidad promedio y el número de UCE asignadas fuera de mérito, para los tres Sistemas Interconectados del SEN durante 2020. En adición, se incluye el estudio de las siguientes variables que aportan elementos para identificar cambios en los patrones de asignación y despacho, así como sus efectos en el desempeño del mercado: (i) margen de capacidad rodante, (ii) margen de RR10 y reservas asignadas, (iii) pago de la GSI a UCE asignadas fuera de mérito, y (iv) distribución por PM de la EFM por confiabilidad en el SIN.

4.2.1 CAMBIO EN EL PROCESO DE SELECCIÓN DE LAS UCE ASIGNADAS Y DESPACHADAS FUERA DE MÉRITO POR CONFIABILIDAD

Las UCE asignadas y despachadas fuera de mérito por Confiabilidad son asignadas por el Operador del MEM incluso antes de la ejecución del MDA, con el fin de garantizar la Confiabilidad del sistema. Usualmente son asignadas bajo el concepto de soporte de voltaje, ya que controlan la potencia reactiva en el sistema (variable que no se encuentra modelada en el MECP). La asignación de UCE por Confiabilidad tiene fundamento en la Base 6.2.2 de las BME:

> *a) El CENACE puede instruir la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional opere de manera confiable. Esto incluye aquella generación:*
>
> > *(i) Requerida por Confiabilidad con base en lo establecido en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE;*
> >
> > *(ii) Necesaria para satisfacer el nivel de demanda en áreas restringidas; y,*
> >
> > *(iii) Necesaria para brindar apoyo de voltaje o de seguridad para el CENACE o de un área local.*
>
> *b) Los criterios de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito se establecen en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE.*

No obstante, el proceso de selección carece de transparencia, puesto que los criterios de asignación y despacho, los requerimientos del sistema y las variables que deben ser consideradas no están documentadas en algún Manual de Prácticas del Mercado, Guía Operativa o Disposición Operativa emitida por la CRE. En adición, a partir del 1 de febrero de 2020, el CENACE cambió su forma de selección de estas UCE, lo cual está relacionado con el incremento de la EFM.

[138] Ver sección 2.1.2.1 para revisar a detalle el uso de la generación HI.

Antes del 1 de febrero de 2020 las etapas y su secuencia eran las siguientes:[139]

1. Las GCR le proporcionaban al CENACE una lista de UCE candidatas para ser seleccionadas por Confiabilidad, así como los requerimientos operativos de estas. Dichas listas no contemplaban la totalidad de recursos de generación disponibles por la percepción de que las UCE siempre eran asignadas por costo.
2. El Operador del MDA realizaba un estudio económico para seleccionar las UCE asignadas por Confiabilidad y éstas eran asignadas antes de la primera ejecución del MDA.

Desde el 1 de febrero de 2020 las etapas son las siguientes:

1. Las GCR le envían al CENACE una lista de todas las UCE candidatas para ser seleccionadas por Confiabilidad que requieren por ZC, de acuerdo con los resultados de los estudios realizados para determinar los recursos necesarios, independientemente de sus costos.
2. El CENACE, antes de ejecutar el MDA, selecciona las UCE por Confiabilidad para el Día de Operación con base en su oferta y el orden de prioridad que la GCR otorgó a la UCE para proveer el servicio.

Este nuevo proceso otorga mayor libertad a las GCR para determinar qué UCE son candidatas y, por ende, implica mayor discreción en la asignación de UCE por Confiabilidad, por lo que es probable que la solución del mercado sea subóptima.

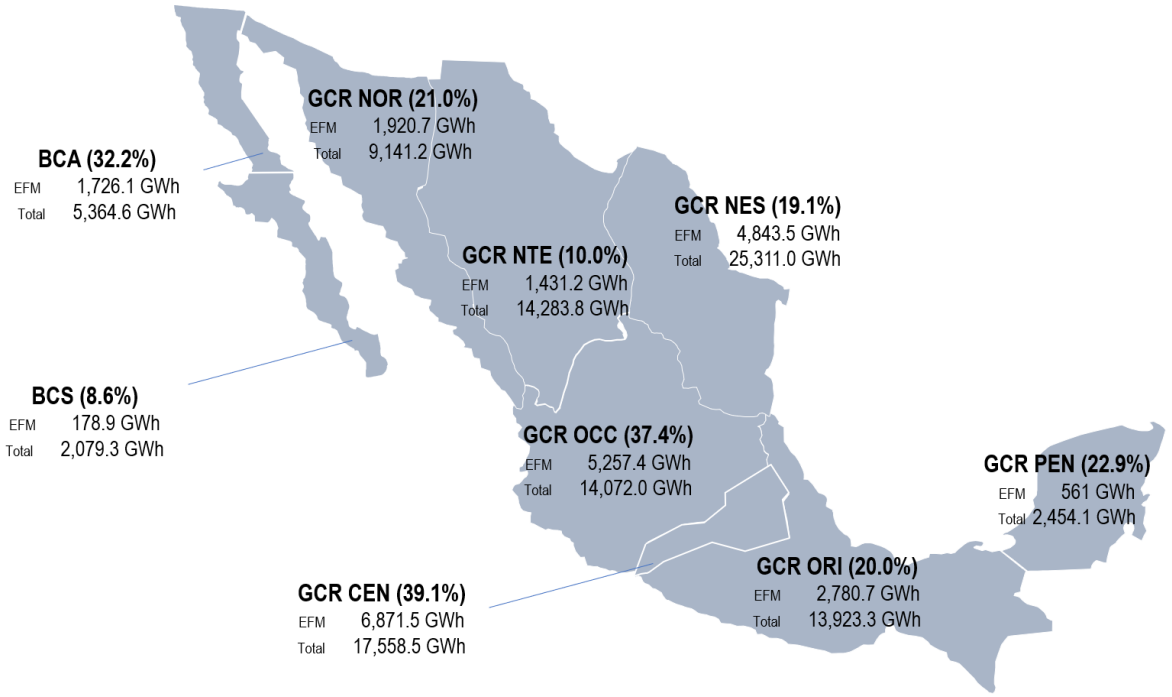
En este sentido, existe la posibilidad de que algunas UCE no se incluyan en las listas que determinen las GCR, aun cuando estas unidades sean más eficientes, presenten costos más bajos y cuenten con la infraestructura para proveer Recursos de Soporte para mantener la Confiabilidad del sistema.

4.2.2 EFM EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La EFM se comportó diferente en cada una de las regiones del SEN en 2020. Las GCR del SIN con una mayor proporción de EFM de Oferta de Venta TE sobre su generación total fueron la CEN (39.1 %) y OCC (37.4 %). Por otra parte, para el BCA y el BCS, esta proporción fue de 32.2 % y 8.6 %, respectivamente (ver Ilustración 15).

[139] Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2017, sección 4.1.1 Recolección de ofertas, evaluación de consistencia de ofertas y asignación de UCE para control de voltaje. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414648/Reporte_Anual_VF_public.pdf

Ilustración 15. Participación de la EFM en la generación con Oferta de Venta TE en el MDA por GCR, 2020



Notas: La EFM corresponde a la suma anual de las asignaciones cuyo punto de despacho se igualó al LDEMín; se excluyeron las asignaciones en las que la oferta fue asignable no despachable y se tomaron sólo aquellas observaciones en las cuales la solución de potencia fue mayor a cero. La generación corresponde a la suma de la generación anual de la Oferta de Venta TE de las UCE locales para el MDA y se indica como "Total". Los porcentajes muestran el cociente de la EFM entre la cantidad total.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El margen de capacidad rodante muestra el total de la capacidad con la que dispone el Operador sin la necesidad de asignar otras UCE, es decir, depende de las RR (RREG, RR10 y RRS). El margen de capacidad rodante debería ser igual a la cantidad de RR asignadas. Lo anterior sería posible si todas las variables del sistema eléctrico se optimizaran para el despacho de la generación, al no existir restricciones por flexibilidad operativa o por Confiabilidad, por lo que solo se asignarían aquellas UCE necesarias para el sistema.

No obstante, los sistemas eléctricos de potencia presentan restricciones operativas que obligan a los modelos de optimización a asignar UCE de mayor costo que los PML resultantes, debido a la falta de flexibilidad operativa (tiempos mínimos de operación y LDEMín), por lo que es de esperarse que el margen de capacidad rodante sea mayor a las RR asignadas. En virtud de lo anterior, se debe procurar que las cantidades de EFM sean marginales con la finalidad de que la solución del mercado se acerque a la minimización de costos de un modelo económico sin restricciones de flexibilidad operativa, es decir, a una solución con el máximo Excedente Económico Total.

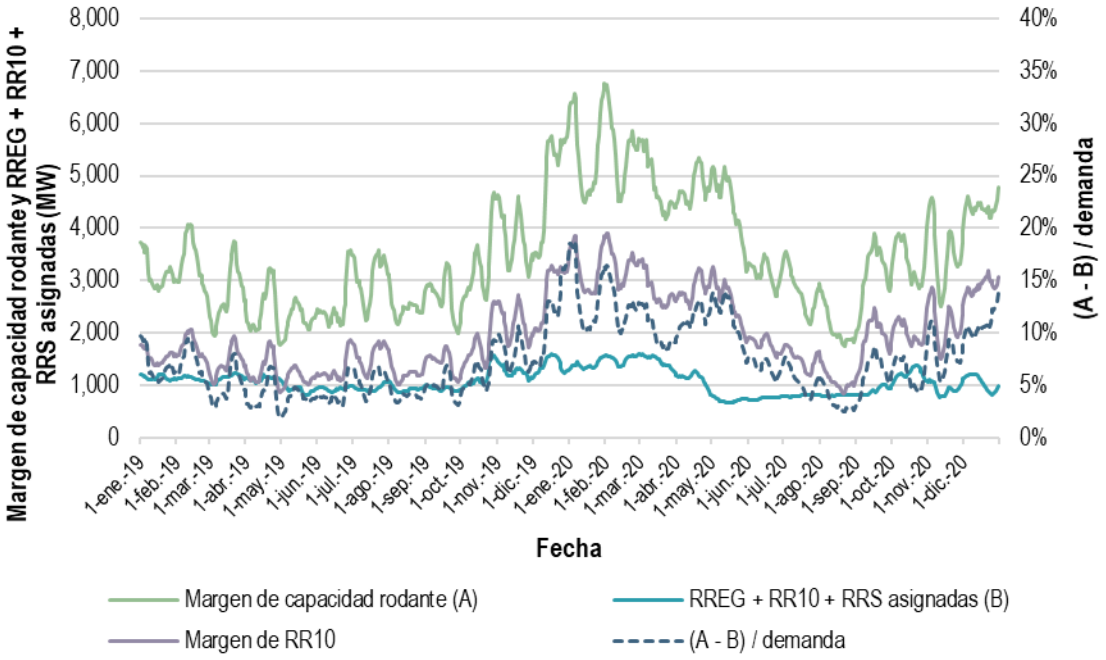
El incremento del margen de capacidad rodante en el SIN demuestra áreas de oportunidad en la asignación de UCE. Si bien el promedio de RR asignadas disminuyó en 2.7 % en 2020 con respecto a 2019 (ver Gráfica 143), el margen de capacidad rodante creció en 29.2 %. Se entiende que, si la demanda crece, los requerimientos deberían de ser mayores; sin embargo, el margen de capacidad rodante después de reservas, normalizado por la demanda, mostró un aumento de 49.2 % en 2020 con respecto al año previo (pasó de 5.9 % en 2019 a 8.9 % en 2020). Es decir, se tuvo una mayor capacidad nominal asignada con respecto a la demanda en 2020 en comparación con 2019.

El margen de RR10 muestra la disponibilidad de este tipo de reserva independientemente de que las UCE hayan ofertado o no dicho servicio. El margen de RR10 se ubicó 126.3 % arriba de la RR asignada, lo cual demuestra que

se asignó una cantidad de reservas por encima del requerimiento; sin embargo, la diferencia entre el margen de capacidad rodante y el margen de RR10 señala que la capacidad asignada no fue de la mejor calidad puesto que el diferencial entre estos dos márgenes corresponde a recursos cuya respuesta es mayor a los 10 minutos. Empero, la falta de documentación en los procesos de selección de UCE por Confiabilidad no permite evaluar si la asignación de UCE con tiempo de respuesta de más de 10 minutos es óptima.

El margen de capacidad rodante y las RR asignadas deberían tener valores cercanos, pero como se observa en la Gráfica 143, se mantuvo una diferencia promedio de 2,905.7 MW durante el 2020 (en 2019 la diferencia promedio fue de 1,981.5 MW). De noviembre de 2019 a mayo de 2020 se observó un incremento gradual de la EFM, lo cual se corrobora con el nivel promedio del margen de capacidad rodante de 4,829.3 MW, esto fue 72.5 % mayor al promedio durante enero a octubre de 2019. Por otra parte, el repunte de las variables a partir septiembre de 2020 se debió al incremento de la demanda de energía por la reapertura de las actividades económicas e inicio del ciclo escolar.

Gráfica 143. Margen de capacidad rodante en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Notas: Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En sentido estricto, una UCE se considera asignada fuera de mérito cuando su costo total de asignación y despacho se encuentra por arriba de sus ingresos en todas sus horas de operación. No obstante, si sólo se consideraran estas UCE, la muestra podría sesgarse al no cuantificar las UCE que se encuentran en mérito en alguna hora del Día de Operación. Con base en lo anterior, se puede estimar una tendencia de la EFM: al reducir el porcentaje de horas de operación a 75 %,[140] la probabilidad de cuantificar UCE asignadas como fuera de mérito aumenta, aunque éstas no hayan sido asignadas como fuera de mérito en el total de sus horas de operación.

[140] Cabe señalar que el umbral del 75 % tiene una fuerte correlación con el margen de capacidad rodante como se mostrará más adelante, por lo que ese valor es indicativo, más no probatorio. Otros umbrales con valores cercanos funcionarían de manera similar.

Para minimizar el efecto de la falta de flexibilidad operativa de las UCE en la EFM (ya que su asignación puede ser óptima),[141] se pueden estimar las asignaciones fuera de mérito mediante dos tasas con base en el tiempo en que las UCE fueron asignadas y el número total de horas fuera de mérito. A continuación, se detallan ambas tasas.

- Tasa de asignación fuera de mérito

Este indicador se calcula con base en el número de UCE asignadas fuera de mérito en las 24 horas del Día de Operación. El cálculo consiste en el cociente entre el número de horas en las que las UCE estuvieron fuera de mérito y el número de horas del día (24); de esta forma se obtiene el número de UCE que cumplen con la condición "24 horas en operación, 24 horas fuera de mérito". Las horas fuera de mérito sólo se cuantifican si el 75 % del total de las horas donde se asignó la UCE se encontró fuera de mérito.[142]

Un ejemplo de lo anterior se muestra en la Tabla 67 donde, a pesar de que todas las UCE presentan horas operando fuera de mérito, sólo las UCE 3, 5, 7 y 10 cumplen con el criterio del 75 %. La tasa de asignación fuera de mérito corresponde a la suma de las tasas individuales de las cuatro UCE fuera de mérito. El valor igual a 1 representaría que la combinación de la asignación de UCE fuera de mérito equivale a tener a una única UCE que operó fuera de mérito las 24 horas del Día de Operación.

Tabla 67. Ejemplo del cálculo de la tasa de asignación fuera de mérito

Número de UCE	Horas fuera de mérito "A"	Horas en operación "B"	Porcentaje de horas fuera de mérito "(A/B) * 100" (%)	¿Es mayor a 75%?	Tasa de asignación fuera de mérito por UCE "A/24"
1	5	10	50%	no	
2	6	10	60%	no	
3	8	10	80%	sí	0.33
4	12	18	67%	no	
5	4	5	80%	sí	0.17
6	8	12	67%	no	
7	4	4	100%	sí	0.17
8	5	24	21%	no	
9	12	18	67%	no	
10	8	8	100%	sí	0.33
			Tasa de asignación fuera de mérito		**1.0**

Fuente: Elaboración propia.

- Tasa de potencia fuera de mérito

Este indicador permite conocer la estimación de la capacidad promedio fuera de mérito para el Día de Operación. El cálculo consta del cociente de la suma total de la potencia de solución del mercado en el 75 % de las horas donde la UCE estuvo fuera de mérito entre el número de horas del día (24).[143]

[141] La EFM puede ser resultado de una asignación óptima cuando la flexibilidad operativa de la UCE, o bien los costos de arranque, requiera que el mercado mantenga su asignación. Entonces el apagado de la UCE implicaría capacidad indisponible por un periodo de tiempo largo, generando escasez ficticia, o bien, el apagado y encendido de la UCE resultaría en un aumento de los costos del mercado (reduciendo el Excedente Económico Total).

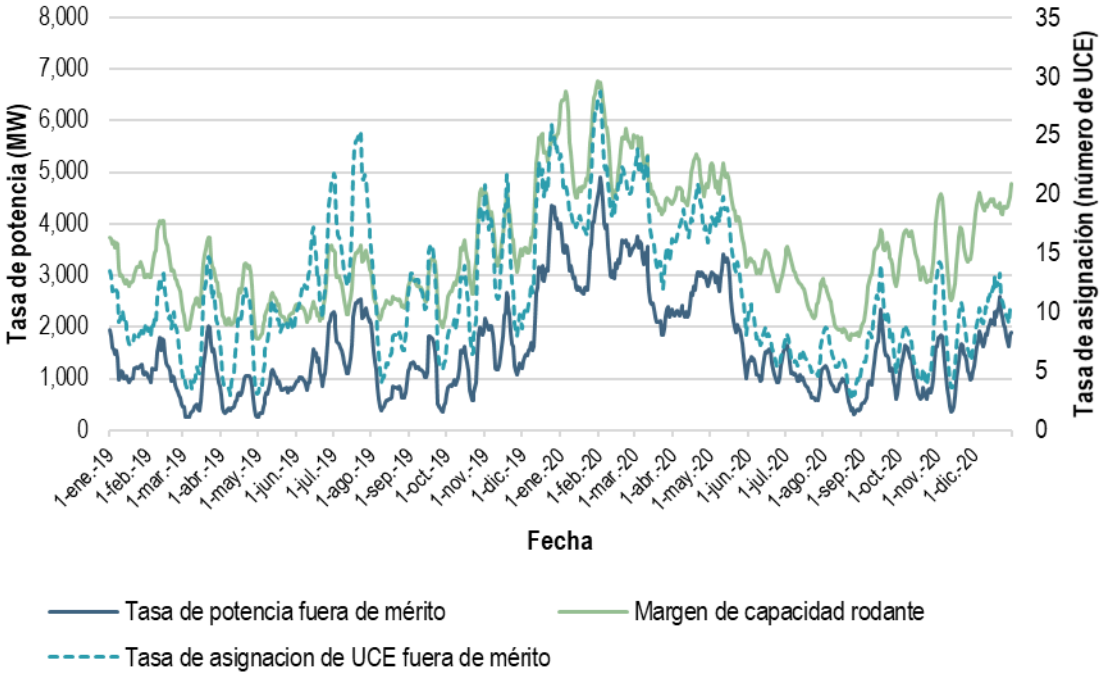
[142] En otras palabras, si una UCE es asignada por 12 horas y 9 de ellas se encontró fuera de mérito, entonces el indicador sería igual a la división de 9 entre 24, lo cual indicaría tener el 0.37 de una UCE como fuera de mérito.

[143] Tomando en consideración el ejemplo anterior, si la UCE fue despachada en 100 MW en las 9 horas que estuvo fuera de mérito, el cociente sería igual a 900 entre 24, lo que representaría una UCE con capacidad de 37.5 MW asignada fuera de mérito por hora en el Día de Operación.

Las tasas observadas en la Gráfica 144 guardan una relación directa con la EFM, por lo que estas variables apoyan la determinación de los niveles de la energía que se encuentra en esta situación.

En correspondencia con el volumen de EFM, de noviembre de 2019 a mayo de 2020, se observó un mayor número de UCE asignadas fuera de mérito y, por ende, mayor capacidad asignada. La potencia fuera de mérito incrementó, en promedio, 48.0 % en 2020 con respecto a 2019. Del mismo modo, la tasa de asignación fuera de mérito creció 6.2 %. En febrero de 2020 se alcanzó un máximo de asignación fuera de mérito, pues se asignaron, en promedio, 3,607.9 MW, mientras que el promedio en 2020 fue de 1,920.4 MW, como se observa en la Gráfica 144.

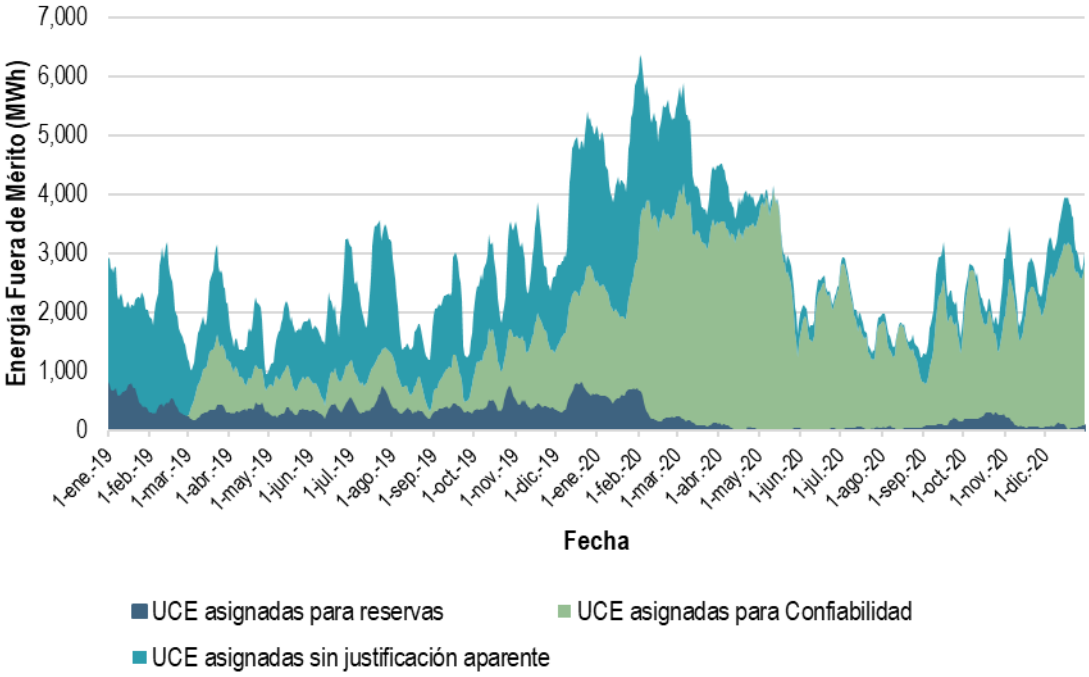
Gráfica 144. Tasas de potencia y asignación fuera de mérito en el SIN, 2019 y 2020



Notas: Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 145 se puede observar que el incremento en la EFM se debió principalmente por la asignación por Confiabilidad, pues tuvo un incremento de 269.8 % en 2020 en comparación con el año previo. La asignación por Confiabilidad representó, en promedio, el 73.8 % del total de la EFM, seguida por la asignación sin justificación aparente con un 21.8 %, el resto corresponde a UCE asignadas para reservas. El aumento en la asignación fuera de mérito por Confiabilidad coincide con el cambio en el proceso de selección de estas UCE.

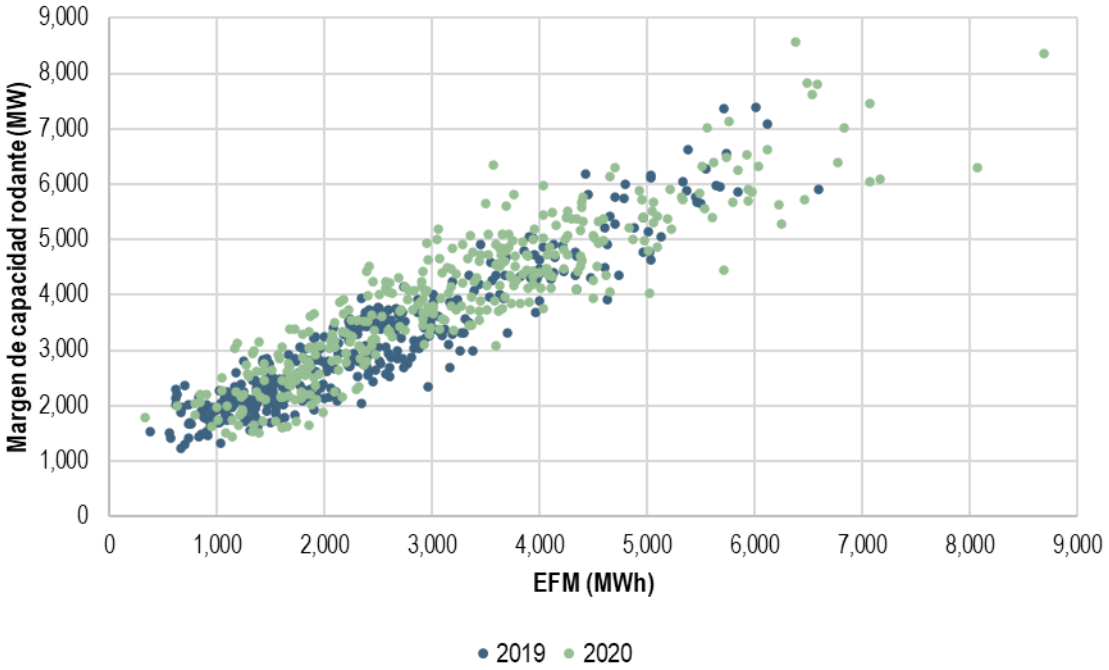
Gráfica 145. EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Notas: No se presentan datos para la variable UCE asignadas por Confiabilidad antes de marzo de 2019 porque el CENACE no tiene registros de estas UCE previos a esa fecha. Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 146 se muestra la relación directa que existe entre el margen de capacidad rodante y la EFM. Esto es compatible con la diferencia entre el margen de capacidad rodante y las RR asignadas de la Gráfica 143; lo cual, a su vez, se explica por la asignación de UCE fuera de mérito como se aprecia en la Gráfica 145. En virtud de lo anterior, se corrobora una correlación positiva entre ambas variables.

Gráfica 146. EFM con Oferta de Venta TE y Margen de capacidad rodante en el MDA del SIN, 2019 y 2020



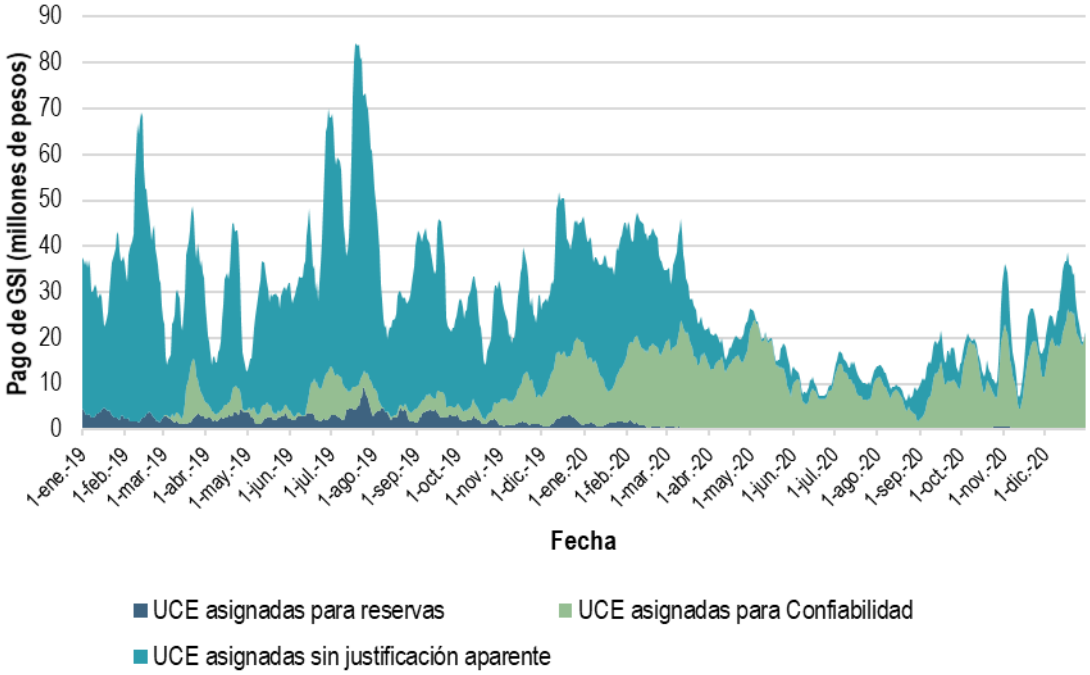
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La GSI permite conocer si el mercado opera de manera subóptima en cuanto a la asignación de UCE fuera de mérito,[144] ya que considera los costos totales de las 24 horas del Día de Operación (incluyendo los costos de arranque). Si una UCE es asignada fuera de mérito dadas las restricciones de su flexibilidad operativa, ésta será remunerada por medio de la GSI; sin embargo, estos montos suelen ser menores. Por otro lado, los incrementos en la GSI indican una mayor probabilidad de una asignación fuera de mérito por determinación del Operador, lo cual puede deprimir los precios y resultaría en una solución subóptima.

En la Gráfica 147 se observa que el total de la GSI pagada a las UCE fuera de mérito en 2020 fue menor a la pagada en 2019, en promedio 39.4 %, aunque se debe considerar que parte de este efecto se explica por la reducción de precios en los combustibles (ver sección 6.10).

[144] Este concepto se paga a los generadores con el objetivo de cubrir la diferencia entre sus ingresos por mercado y sus costos ofertados, ya que la asignación fue hecha por el Operador o por el mismo mercado.

Gráfica 147. Pago de GSI de la EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Notas: Las cantidades mostradas de GSI pueden ser distintas a las reportadas en la sección 6.8, ya que corresponden al pago de las UCE asignadas como fuera de mérito, por lo que no se incluye a las UCE que reciben GSI por algún otro motivo, tal como el reconocimiento a una UCE del uso de un combustible más caro debido a una solicitud de la CRE después de la primera liquidación. No se presentan datos para la variable UCE asignadas por Confiabilidad antes de marzo de 2019 porque el CENACE no tiene registros de estas UCE previos a esa fecha. Los datos representan la suma diaria del pago de GSI por categoría. Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La asignación de UCE fuera de mérito por Confiabilidad promueve el despacho descentralizado (al depender del criterio de las GCR). La justificación de lo anterior es para solventar necesidades de soporte de voltaje o generación de reservas locales. Esta asignación debería ser indistinta del PM que represente a las UCE, con el fin de evitar sesgos ineficientes en su selección. No obstante, la falta de documentación en el proceso de selección de estas UCE no permite evaluar si la asignación se encuentra técnicamente justificada.

Con respecto a la EFM por Confiabilidad, el análisis se presenta para dos grupos de PM: EPS de Generación de la CFE y los Otros PM. Dado el incremento de elección de UCE por Confiabilidad por parte del Operador, se observa en la Gráfica 148 un aumento de la EFM, pues, en promedio, la cuenta de UCE por mes creció 94.0 % en 2020 con respecto a 2019.[145]

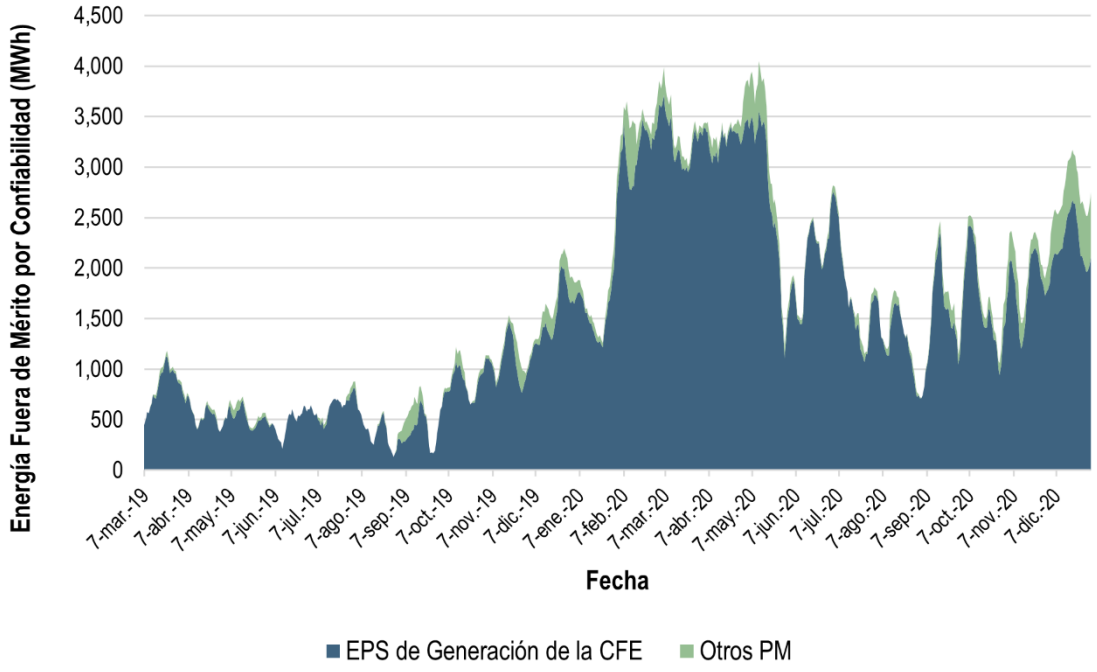
Se puede ver un papel preponderante de la CFE en cuanto a las UCE que proporcionan EFM por Confiabilidad. En promedio, el 93.1 % de la EFM por Confiabilidad provino de UCE de las EPS de Generación de la CFE en 2020,[146] mientras que el 6.9 % fue de Otros PM.[147]

[145] Dado que para el SIN, el Operador solamente proporcionó la información a partir de marzo de 2019, el semestre del año previo se contabiliza a partir de marzo.

[146] Se consideran como UCE de la CFE a aquellas asignadas a las EPS de Generación; se exceptúa la EPS V (que representa a todos Productores Independientes de Energía) y CFE Generador de Intermediación (que representa a todos los Contratos de Interconexión Legados).

[147] Se consideran como UCE de Otros PM tanto a los PM de inversión privada como a las UCE de la EPS V.

Gráfica 148. Distribución de la EFM por Confiabilidad con Oferta de Venta TE por PM en el MDA del SIN, 2019 y 2020



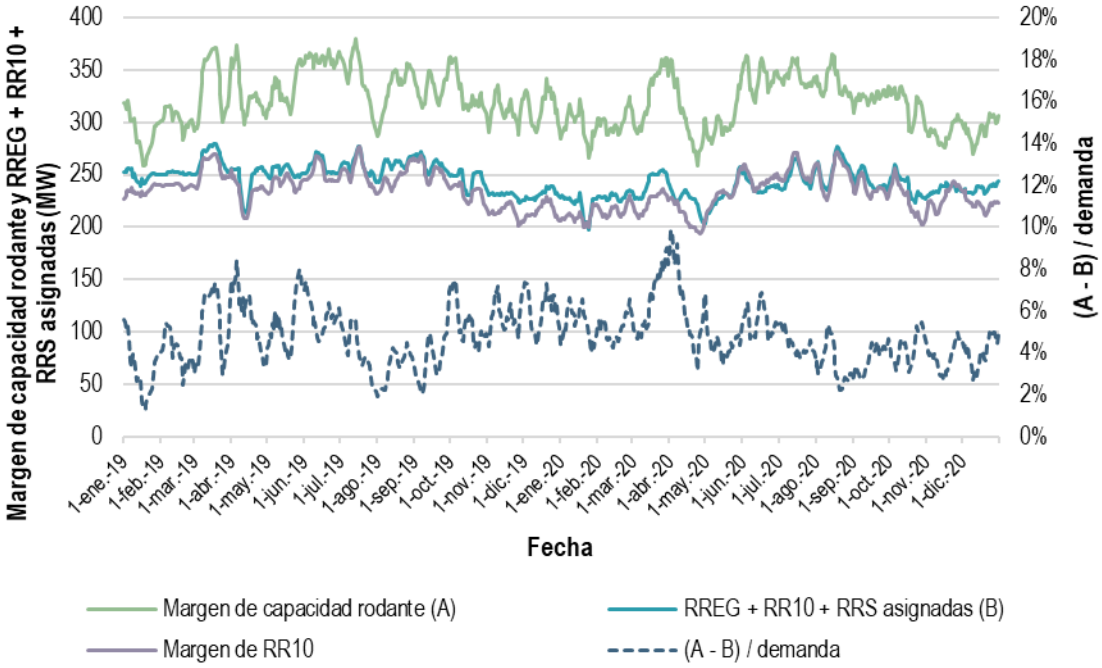
Notas: No se presentan datos para la variable UCE asignadas por Confiabilidad antes de marzo de 2019 porque el CENACE no tiene registros de estas UCE previos a esa fecha. Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.2.3 EFM EN EL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

El margen de capacidad rodante en el BCA mostró un comportamiento similar en los últimos dos años (ver Gráfica 149), aunque fue menor en 3.4 % en 2020 con respecto a 2019. El margen de RR10 fue 3.2 % menor a la RR durante 2020, esta diferencia se justifica por la asignación de RRS. Lo anterior indica que la asignación de capacidad para proveer reservas se encontró de acuerdo con la solución propia del AU-MDA; evitando de esta manera la intervención manual, que por naturaleza, presenta errores.

En términos de la demanda, la EFM entendida como la diferencia entre el margen de capacidad rodante y las RR asignadas en el BCA, representó en promedio 4.8 % en 2020, en contraste con la diferencia promedio del 8.9 % para el SIN.

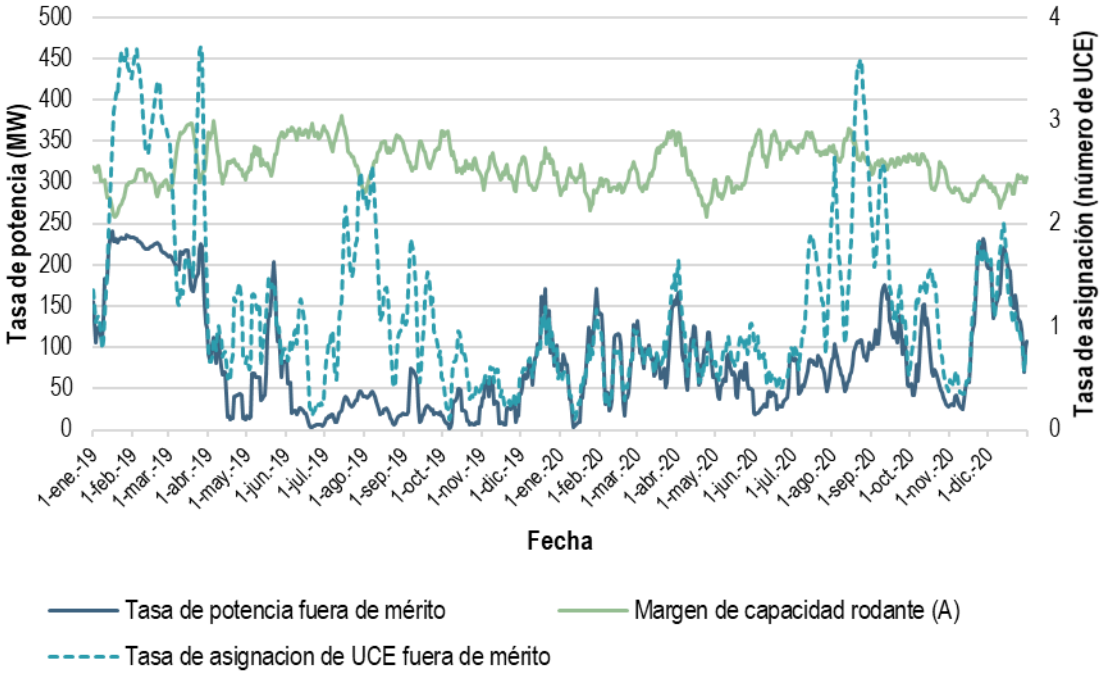
Gráfica 149. Margen de capacidad rodante en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La potencia fuera de mérito tuvo un incremento en 2020 con respecto a 2019, en promedio, del 5.7 %. Por su parte, la tasa de asignación fuera de mérito disminuyó en 19.7 % (ver Gráfica 150). Cabe señalar que, posterior a junio de 2020, se presentó un repunte gradual de la tasa de asignación con un máximo en septiembre (casi 4 UCE asignadas), aunque el margen de capacidad rodante no incrementó en la misma magnitud. En virtud de lo señalado, la EFM no presentó cambios importantes en el trascurso de 2019 y 2020.

Gráfica 150. Tasas de potencia y asignación fuera de mérito en el BCA, 2019 y 2020



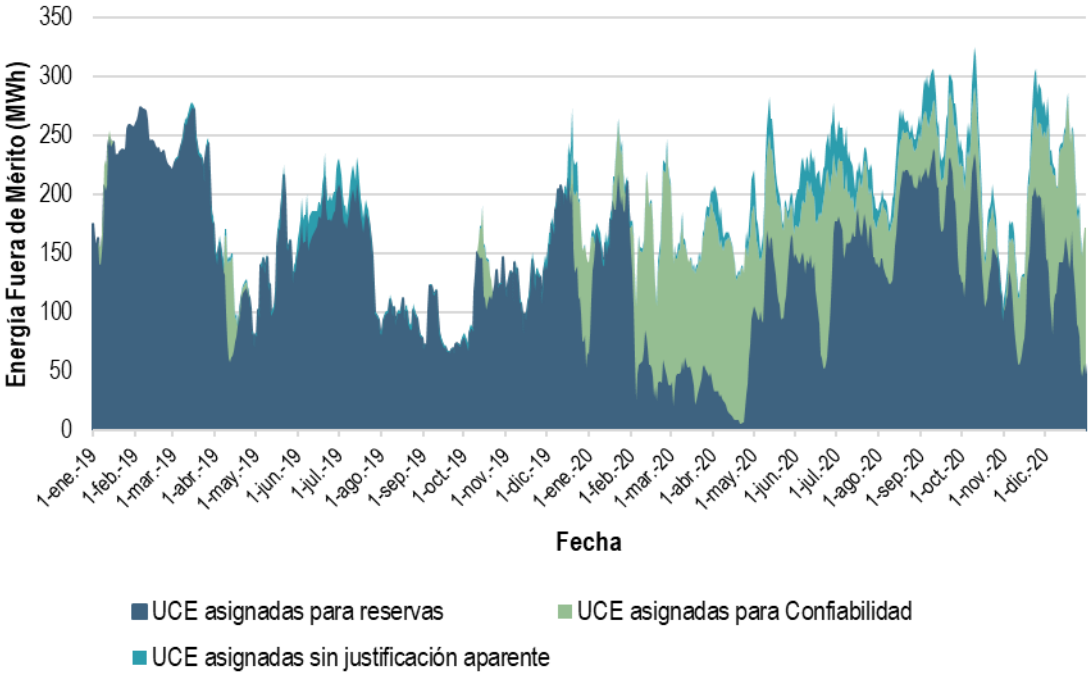
Notas: Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 151 se puede observar que, en 2020, el incremento en la EFM se debió principalmente por la asignación de UCE para reservas, la cual representó, en promedio, el 59.5 % del total, seguida por la asignación por Confiabilidad con un 33.8 %, el resto de la EFM se asoció con la asignación de UCE sin justificación aparente.

Al igual que en el SIN, el aumento en la asignación fuera de mérito por Confiabilidad coincide con el cambio en el proceso de selección de estas UCE por parte del CENACE. La asignación de UCE por Confiabilidad fue, en promedio, de dos por día durante 2020, mientras que para el mismo periodo en 2019 el promedio fue de 1.1 UCE por día. Lo anterior implica que, si bien no se observa un cambio en el margen de capacidad rodante (ver Gráfica 149), sí existe un cambio en la distribución de las causas que lo provocan.

Cabe señalar que, previo al cambio en el proceso de selección de UCE por Confiabilidad, la EFM se encontraba justificada con la asignación de reservas; prueba de ello es que, el 93.6 % de la EFM en 2019 se debió a la asignación de RR.

Gráfica 151. EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: No se presentan datos para la variable UCE asignadas por Confiabilidad antes de marzo de 2019 porque el CENACE no tiene registros de estas UCE previos a esa fecha. Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En 2020 la suma del pago de la GSI en el BCA presentó una disminución del 56.4 % con respecto al año previo. Tal como se señaló en el caso del SIN, debe tomarse en cuenta que parte de este efecto en el total se debió a la reducción de precios en los combustibles. El cambio en la distribución de la EFM también se reflejó en el pago de la GSI, ya que el monto por concepto de UCE asignadas para reservas cayó en 77.4 %, mientras que el pago de la GSI por concepto de Confiabilidad incrementó de 3.9 millones de pesos a 46.3 millones de pesos, esto equiparó los montos de la GSI en las dos categorías (ver Tabla 68).

Tabla 68. Pago de la GSI en el MDA del BCA por categoría de EFM, 2019 y 2020

Categoría	2019 ($)	2020 ($)
Pago de GSI a UCE asignadas para reservas	260,472,872.9	58,960,639.4
Pago de GSI a UCE asignadas para Confiabilidad	3,915,671.7	46,338,435.7
Pago de GSI a UCE asignadas sin justificación aparente	5,255,418.9	12,303,606.6
Total	**269,643,963.5**	**117,602,681.8**

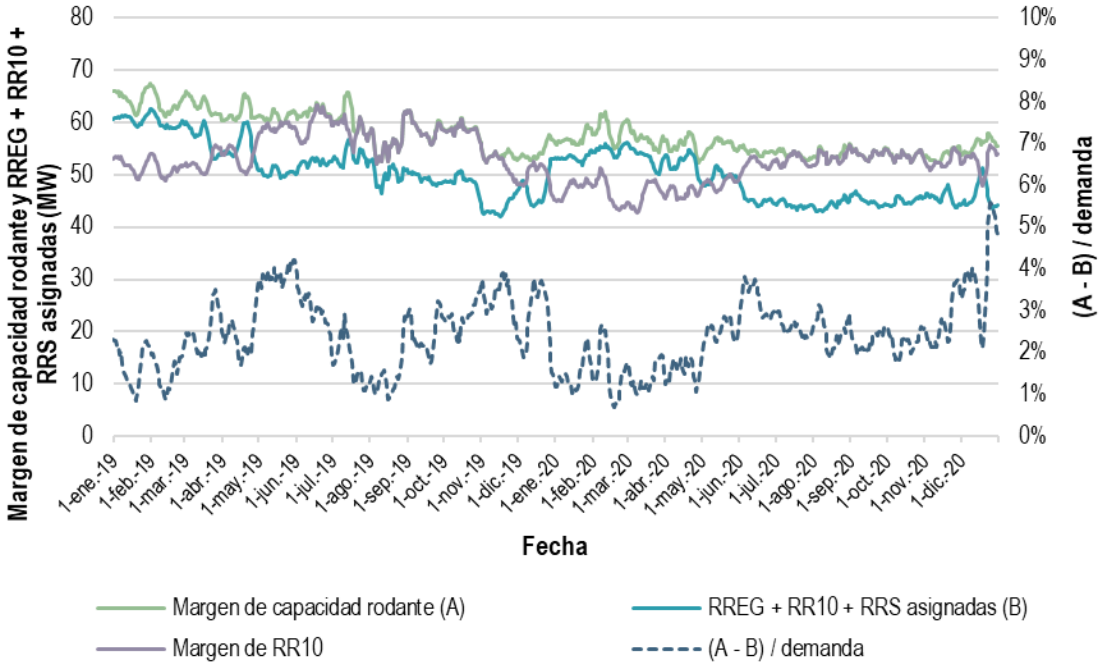
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.2.4 EFM en el Sistema Interconectado Baja California Sur

El margen de capacidad y las RR asignadas en el BCS registraron una disminución en 2020 con respecto al año previo del 7.7 % y 7.9 %, respectivamente (ver Gráfica 152). El margen de RR10 fue, en promedio, 6.1 % mayor a la RR durante 2020. Esta diferencia indica que, al igual que el BCA, la asignación de UCE para proveer reservas se realizó con base en el AU-MDA derivando en una solución óptima global.

Por otra parte, el BCS fue el sistema con la menor proporción de EFM en términos de la demanda, debido a que la diferencia entre el margen de capacidad y las reservas asignadas rodantes, normalizada con la demanda, fue de 2.3 % en promedio. Esto demuestra que el mercado en este sistema adquiere gran parte de la capacidad asignada.

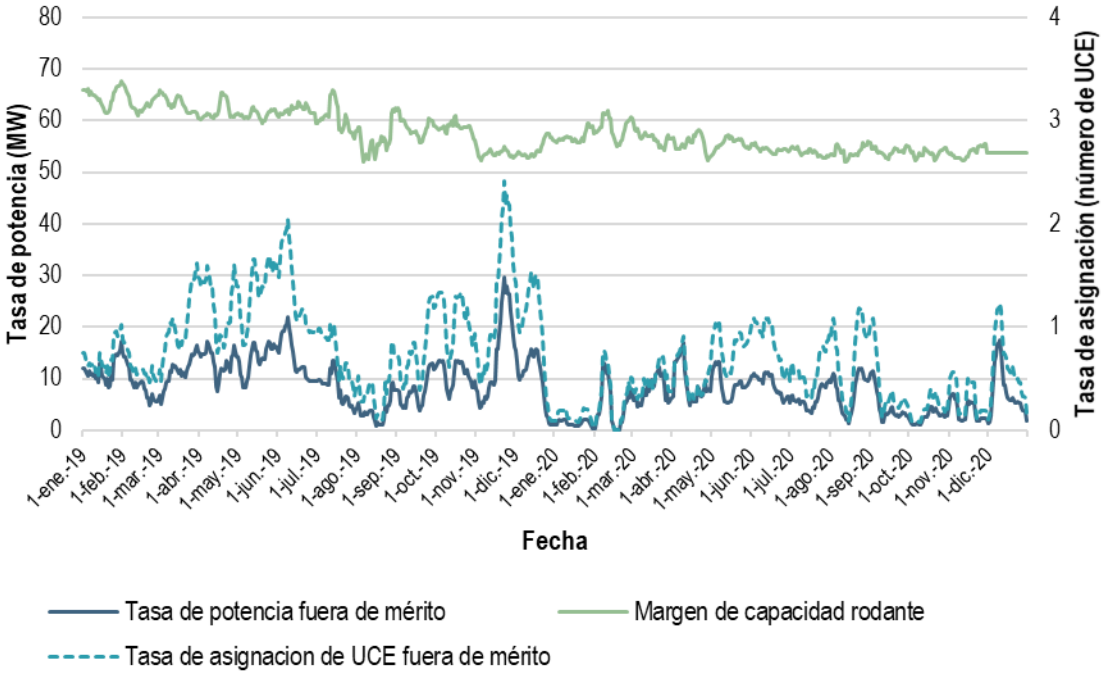
Gráfica 152. Margen de capacidad rodante en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En 2020 la potencia fuera de mérito disminuyó, en promedio, 43.0 % en comparación con el año previo. Asimismo, la tasa de asignación fuera de mérito disminuyó 48.3 % (ver Gráfica 153). En promedio, la tasa de asignación fue de 1.0 en 2019, mientras que este año fue de 0.5, es decir, se asignaron menos UCE fuera de mérito en un Día de Operación en 2020. De acuerdo con los datos mostrados, el impacto en la asignación fuera de mérito en este sistema fue marginal.

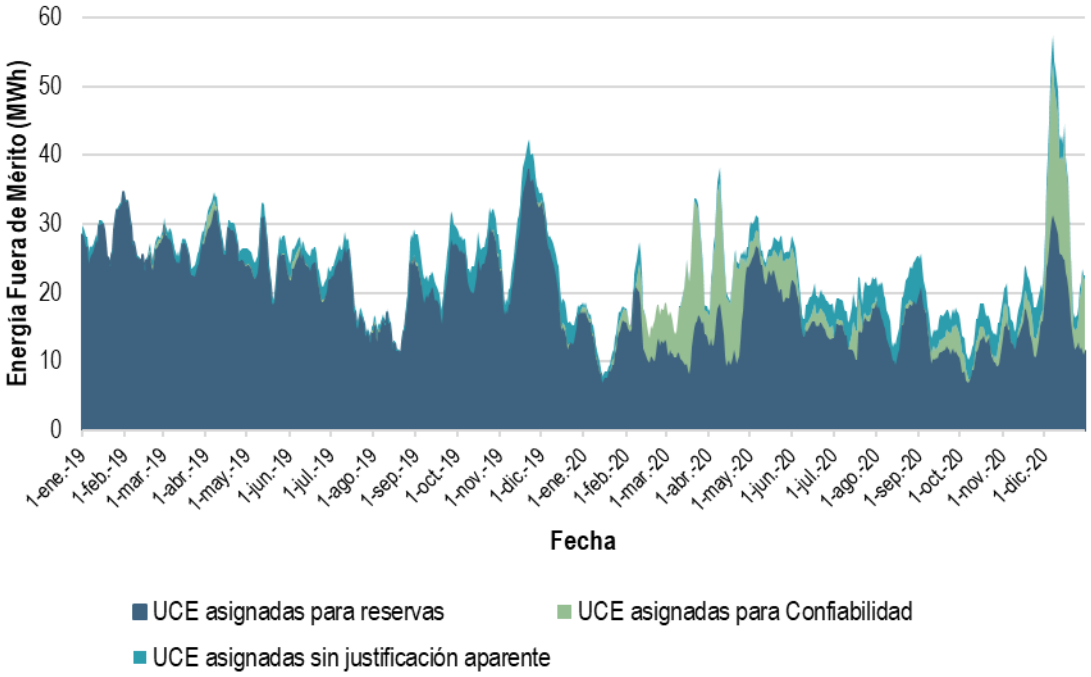
Gráfica 153. Tasas de potencia y asignación fuera de mérito en el BCS, 2019 y 2020



Notas: Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La EFM de UCE para asignar reservas predominó sobre las otras dos categorías en el BCS (representó el 92.9 % y 70.7 % del total en 2019 y 2020, respectivamente), lo cual es congruente, ya que la capacidad asignada fue adquirida en el mercado mediante los productos ofrecidos y resultado del modelo de optimización, el cual minimiza el efecto de la EFM en el sistema. La EFM de UCE asignadas por Confiabilidad creció, en promedio, 0.1 MWh en 2019 a 3.9 MWh en 2020 (ver Gráfica 154). Este cambio obedece al número de UCE que se asignaron por Confiabilidad por Día de Operación que, en promedio, incrementó de 2 a 3.2 UCE y, al igual que en el SIN y el BCA, coincide con el cambio en el proceso de asignación de estas UCE implementado por el CENACE en febrero de 2020.

Gráfica 154. EFM con Oferta de Venta TE por categoría en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: No se presentan datos para la variable UCE asignadas para Confiabilidad antes de marzo de 2019 porque el CENACE no tiene registros de estas UCE previos a esa fecha. Los datos corresponden al promedio horario del Día de Operación (suma diaria entre 24). Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La suma del pago de la GSI en el BCS presentó una disminución del 25.4 % en 2020 con respecto al año previo. Esta disminución se debió a la reducción de los precios en los combustibles. El aumento de la EFM por Confiabilidad se reflejó en el pago de la GSI, ya que de ser 61 mil pesos en 2019 pasó a 111 millones de pesos en 2020, aunque solo representó el 17.3 % del total del pago de la GSI en este sistema. En cambio, el pago de la GSI por concepto de UCE asignadas para reservas representó el 65.9 % del monto total y su monto cayó en 43.5 % en 2020 comparado con el año previo (ver Tabla 69).

Tabla 69. Pago de la GSI en el MDA del BCS por categoría de EFM, 2019 y 2020

Categoría	2019 ($)	2020 ($)
Pago de GSI a UCE asignadas para reservas	746,813,519.9	421,955,898.1
Pago de GSI a UCE asignadas para Confiabilidad	60,885.3	111,005,143.4
Pago de GSI a UCE asignadas sin justificación aparente	111,552,404.6	107,043,491.4
Total	**858,426,809.9**	**640,004,532.9**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.2.5 Conclusiones

En el transcurso de 2020, la EFM presentó un incremento en el SIN por la asignación de UCE por Confiabilidad; este factor, aunado a la EFM de UCE sin justificación aparente, provocó un margen de capacidad rodante amplio y creciente en comparación con el año previo. La asignación de UCE por Confiabilidad carece de documentación en algún Manual

de Practicas del Mercado, Guía Operativa o Disposición Operativa emitida por la CRE, que permita concluir que la asignación haya sido justificada técnicamente.

Cabe señalar que el 93.1 % de la EFM por Confiabilidad en el SIN provino de UCE de las EPS de Generación de la CFE, mientras que el resto pertenece a Otros PM. El pago de la GSI por EFM en el SIN fue menor en 25.4 % en 2020 con respecto a 2019.

En el BCA, se apreció una brecha moderada entre el margen de capacidad rodante y RR asignadas. A pesar de que el margen de capacidad rodante se comportó de manera similar en los últimos dos años, se observó una redistribución en la asignación de UCE para proporcionar EFM, ya que mientras en 2019 predominó la asignación de UCE para proveer reservas, en 2020 este concepto disminuyó a la par de un crecimiento de la EFM de UCE asignadas por Confiabilidad durante los primeros cinco meses, posteriormente, la EFM por UCE para proveer reservas volvió a ganar terreno de manera agregada. Pese a lo ya señalado, el pago de la GSI cayó en 56.4 % en 2020 con respecto al año anterior.

El BCS fue el sistema con la menor diferencia entre el margen de capacidad rodante y las RR asignadas, ello justificó la mayor parte de la EFM mediante UCE asignadas para proveer Servicios Conexos. No obstante, al igual que el SIN y el BCA, se observó un incremento en la asignación de UCE por Confiabilidad como consecuencia del nuevo proceso de selección implementado a partir de febrero de 2020.

Pese al cambio en el patrón de selección de UCE por Confiabilidad, el volumen no fue significativo para impactar en el pago de la GSI, del cual cabe mencionar que se presentó una disminución debido al decremento del precio de los combustibles.

4.2.6 RECOMENDACIONES

- Una de las causas de la EFM en 2020 fue la asignación de UCE por Confiabilidad, lo cual se reflejó en la concentración de los pagos de GSI a estas UCE en el SIN; sin embargo, el CENACE no presentó los registros sobre el detalle de estas asignaciones. Por otro lado, la Base 6.2.2 de las BME refiere que los criterios de asignación y despacho de UCE fuera de mérito se establecen en el Código de Red y sus disposiciones operativas emitidas por la CRE. Con base en lo anterior, se recomienda que:
    - La CRE solicite al CENACE la justificación técnica y económica (argumentada con lo establecido en el Código de Red) para cada una de las asignaciones por Confiabilidad durante 2020, por Sistema Interconectado y PM.
    - La CRE publique las disposiciones operativas para la asignación y despacho de UCE fuera de mérito para mantener la Confiabilidad que se señalan en la Base 6.2.2 de las BME. Dichas disposiciones deben estipular que los requerimientos del sistema deben ser públicos, con el objetivo de generar los incentivos para que los PM inviertan en activos y compitan en este rubro (tales como la inclusión de UCE FV para la previsión de potencia reactiva), lo cual reduciría los costos del mercado.
    - La CRE emita las disposiciones administrativas de carácter general con la metodología para determinar y calcular las tarifas asociadas a los Servicios Conexos no incluidos en el MEM para el pago a Generadores a fin de que estos sean remunerados.
- La asignación de UCE sin justificación aparente es la segunda causa en el incremento de la EFM en 2020 en el SIN, ya que operaron en sus LDEMín y sus PML fue menores a sus costos ofertados sin tener RR (RREG, RR10, RRS) asignadas, una asignación por Confiabilidad o ser asignable no despachable (LDEMín = LDEMáx). De acuerdo con lo anterior, se recomienda que:

- La CRE solicite al CENACE la justificación técnica y económica de la asignación de UCE fuera de mérito, especialmente para aquellas utilizadas para garantizar la Confiabilidad de los sistemas. Esto puede realizarse mediante un reporte semanal (dados el patrón estacional de las variables del mercado asociado a la frecuencia semanal), el cual sería utilizado para identificar áreas de oportunidad en el mercado, a fin de proponer instrumentos que minimicen el uso de EFM.
- El CENACE implemente el AU-HE, contemplado en la Base 9.9 de las BME.

4.3 DESEMPEÑO DE UCE CON GENERACIÓN INTERMITENTE

En 2020 se añadieron 2,529.6 MW de nueva capacidad renovable intermitente (FV y EO), lo que resultó en un total de 13,775.5 MW de capacidad neta en el SEN. La capacidad de UCE EO representó el 52.3 % y de UCE FV el 47.7 % del total de la capacidad de generación intermitente.

Estas tecnologías se caracterizan por su costo variable de cero, así como por su intermitencia y variabilidad, es decir, no tienen control sobre el nivel de generación que pueden entregar al sistema, ya que dependen de los recursos naturales como la radiación solar y el viento, y su transformación en energía en un rango de tiempo y espacio determinados.

En esta sección se presenta el análisis del desempeño de las UCE con generación intermitente que participan en el MECP en 2020 y su comparación con el 2019. Para ello, se tomó en cuenta los diferentes tipos de Oferta de Venta con los que participan las UCE FV y EO en el mercado:[148] CIL y RN.

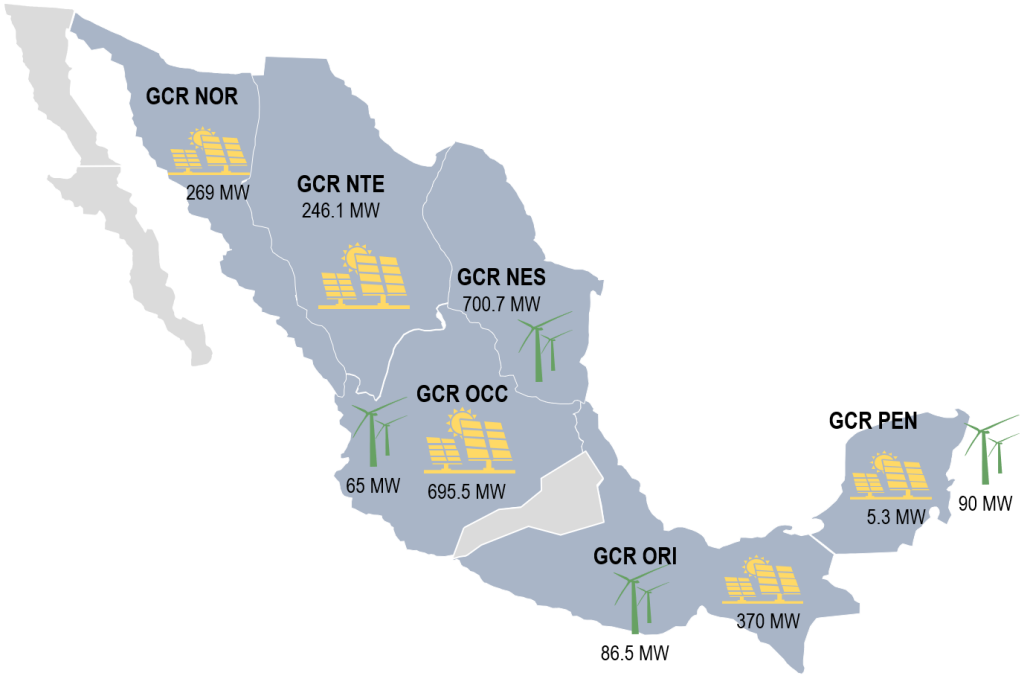
El objetivo del análisis es medir los desbalances de generación intermitente en el MEM a partir del desempeño que tuvieron las UCE FV y EO en sus pronósticos de generación en el MDA y la energía entregada en Tiempo Real. Del mismo modo, se evalúan las Ofertas de Venta correspondientes al MTR que resultan en ajustes a los valores de despacho en la corrida del AU-GC, es decir, se contrastan los valores ofertados al MDA, los ajustes realizados en los tiempos del AU-GC y la generación de Tiempo Real. Por último, se presenta el desempeño que tuvieron estas tecnologías de acuerdo con su error de pronóstico medio por Oferta de Venta.

4.3.1 CAPACIDAD NETA DE LAS UCE CON GENERACIÓN INTERMITENTE

Durante 2020 se añadieron 942.2 MW de capacidad neta EO y 1,587.4 MW de capacidad neta FV al SEN, principalmente en las GCR NES, OCC y ORI (ver Ilustración 16).

[148] No se consideran las Oferta de Venta NP en el análisis, debido a que son UCE que se encuentran en pruebas previas a la Puesta en Operación; una vez concluido este proceso, la capacidad se integra a la Oferta de Venta CIL o RN.

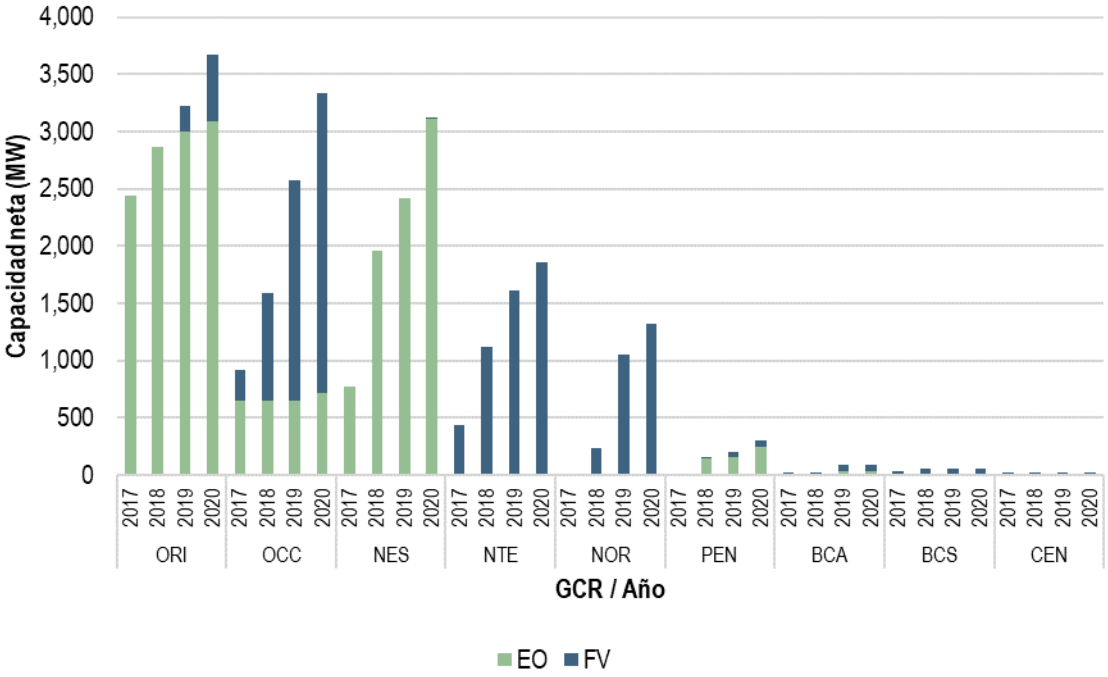
Ilustración 16. Nueva capacidad renovable intermitente por GCR, 2020



Nota: Se presentan las cifras de capacidad neta por GCR mayores a 1 MW. En la GCR CEN se añadieron 0.9 MW de capacidad FV, mientras que en la GCR NES se añadieron 0.6 MW de la misma tecnología.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La GCR ORI tiene una capacidad neta de generación renovable intermitente de 3,677.3 MW (84.0 % EO), la GCR OCC de 3,334.9 MW (78.5 % FV), la GCR NES de 3,115.9 MW (100 % EO). Estas tres GCR concentran el 73.5 % del total de la capacidad neta renovable intermitente en el SEN (ver Gráfica 155).

Gráfica 155. Capacidad neta de generación renovable intermitente por GCR, 2017 - 2020

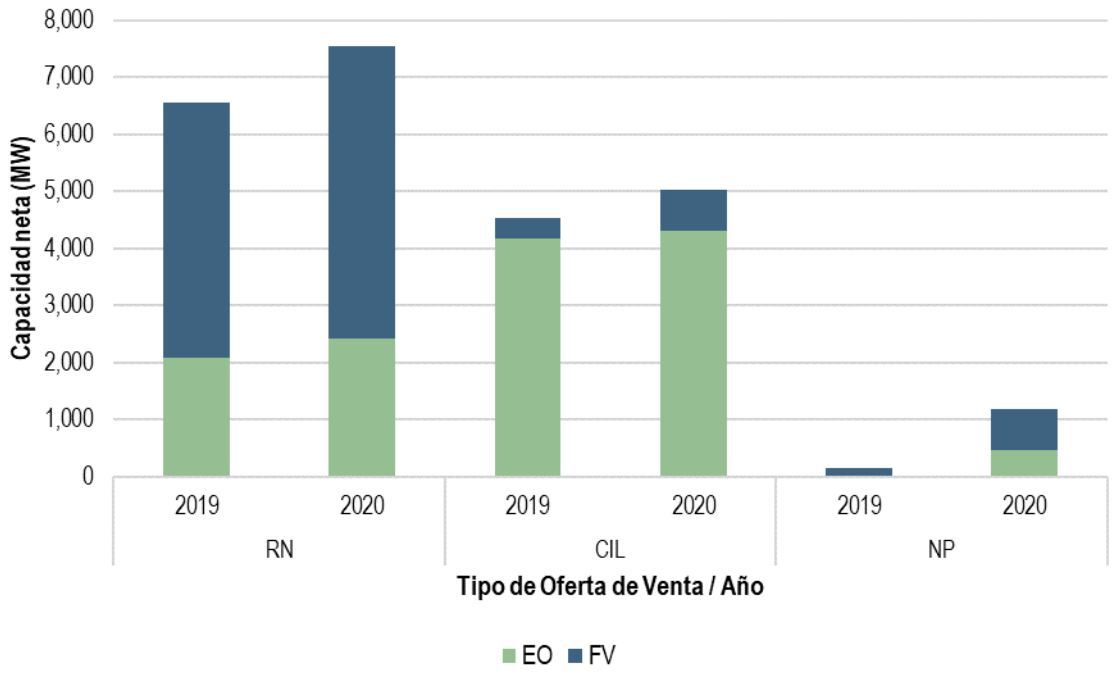


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La capacidad neta en el SEN proveniente de tecnología FV y EO se distribuye en tres tipos de Oferta de Venta: RN con 7,556.4 MW (54.9 %), CIL con 5,026.0 MW (36.5 %) y NP con 1,193.1 MW (8.7 %); esta última corresponde a UCE que se encuentran en pruebas previas de Puesta en Operación, tras lo cual se incorporarán a alguno de los otros dos tipos de Oferta de Venta (ver Gráfica 156).

En la Gráfica 156 se muestra el nivel de capacidad de cada tipo de oferta y tecnología al cierre de 2020. Cabe señalar que dentro del tipo de Oferta de Venta NP se encuentran las UCE en pruebas previas a la Puesta en Servicio, por lo que, porcentualmente, sus variaciones son las mayores. Con respecto a 2019, la capacidad con tecnología FV y tipo de Oferta de Venta CIL fue la que tuvo un mayor crecimiento en términos porcentuales (97.1 %). Se observa que la tecnología FV de Oferta de Venta RN (5,133 MW) y la tecnología EO de Oferta de Venta CIL (4,318 MW) representan la mayor parte de la capacidad instalada.

Gráfica 156. Capacidad neta de generación renovable intermitente por Oferta de Venta en el SEN, 2019 y 2020



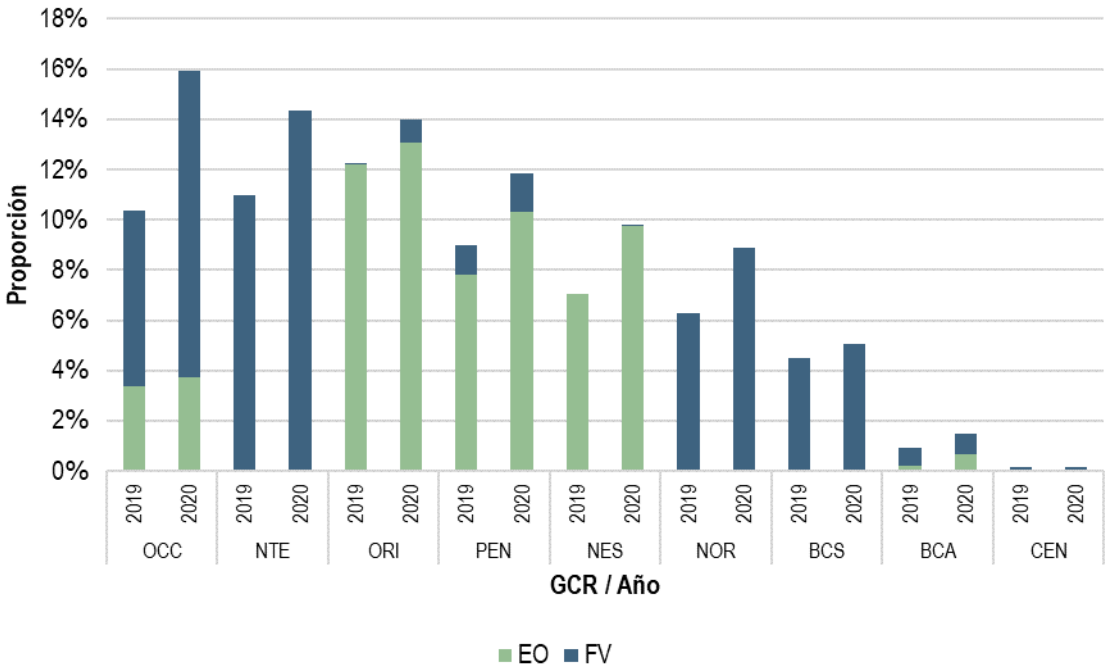
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.3.2 Generación Intermitente en Tiempo Real

Durante 2020, la generación FV y EO de Tiempo Real sumó al SEN un total de 33,209.2 GWh (59.3 % EO y 40.7 % FV), esto representa el 10.6 % de la generación total; mientras que, para el año previo, esta proporción fue de 7.9 %. De la generación intermitente, en 2020, las GCR NES (27.2 %), ORI (26.6 %), OCC (21.2 %) y NTE (13.3 %) acumularon el 88.3 % del total de energía renovable intermitente.

En la Gráfica 157 se observa que, para 2020, la generación de energía con recursos renovables intermitentes es igual o mayor al 10 % en las GCR OCC, NTE, ORI y PEN.

Gráfica 157. Proporción de energía EO y FV generada en Tiempo Real por GCR, 2019 y 2020

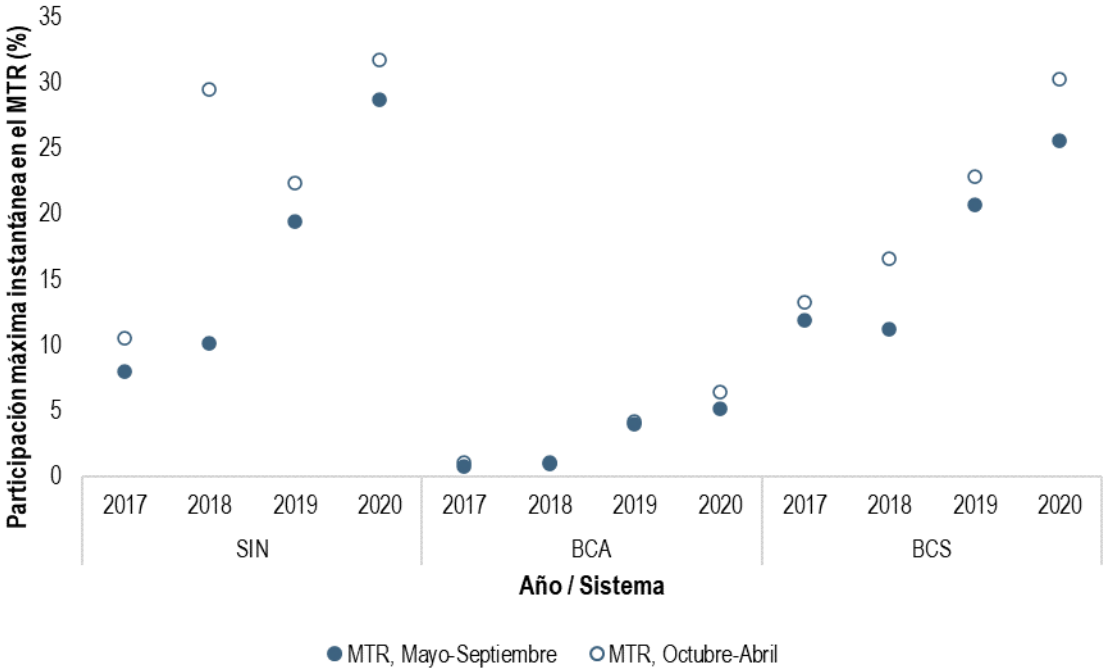


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 158 muestra la participación de la generación instantánea máxima intermitente (FV y EO) en el total de la generación instantánea generada en el MTR de los tres Sistemas Interconectados en los últimos 4 años, por periodos de demanda alta (mayo a septiembre) y demanda baja (octubre a abril).

En 2020 se alcanzó la penetración de generación instantánea máxima intermitente en los tres Sistemas Interconectados en el periodo de baja demanda: 31.7 % en el SIN, 6.5 % en el BCA y 30.2 % en el BCS. En cuanto a la participación de esta generación en el periodo de alta demanda (mayo a septiembre) se observa una menor participación 28.7 % en el SIN, 5.2 % en el BCA y 25.6 % para el BCS.

Gráfica 158. Participación de generación instantánea máxima de EO y FV en el MTR, 2017 – 2020



Nota: El periodo de alta demanda comprende de mayo a septiembre del mismo año; el periodo de baja demanda comprende de octubre de un año a abril del siguiente año.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La creciente participación de la generación FV y EO en los Sistemas Interconectados del SEN, pone en evidencia la necesidad de diseñar e integrar nuevas soluciones de flexibilidad operativa para equilibrar la oferta y demanda de energía eléctrica por la presencia de fluctuaciones en la producción de energía a partir de recursos intermitentes o por fluctuaciones en la demanda (ver sección 4.6).

La falta de estas soluciones pone en riesgo la Confiabilidad del SEN, ya que es probable la ocurrencia de desviaciones en la frecuencia por encima de los límites aceptables, daños en los equipos de generación y de la red eléctrica y, por lo tanto, provocar la pérdida del suministro de energía eléctrica en una región.

Estas soluciones se pueden implementar según su complejidad y costo, nivel de efectividad y escala de tiempo, para facilitar la integración de la generación intermitente en cada Sistema Interconectado, de acuerdo con sus condiciones y características operativas. Las soluciones de flexibilidad operativa comprenden mejoras en la infraestructura de la RNT, implementación de sistemas de almacenamiento, aplicación de programas de gestión de la demanda (Demanda Controlable) y reestructuración del mercado de Servicios Conexos (definición de servicios y su remuneración).

4.3.3 ANÁLISIS DE DESBALANCES

Los desbalances en la generación intermitente se refieren a las diferencias que se presentan entre la energía que es pronosticada a través de las Ofertas de Venta y la energía generada en Tiempo Real. La intermitencia es una de las características de las tecnologías FV y EO, por lo que es importante conocer su desempeño y dar seguimiento periódicamente.

A continuación, se analiza el desempeño de las UCE con tecnologías FV y EO, por tipo de Oferta de Venta (RN y CIL) durante 2019 y 2020, no se contempla a las UCE con Oferta de Venta NP dado que se encuentran en pruebas previas a la Puesta en Operación.

4.3.3.1 OFERTA DE VENTA RN

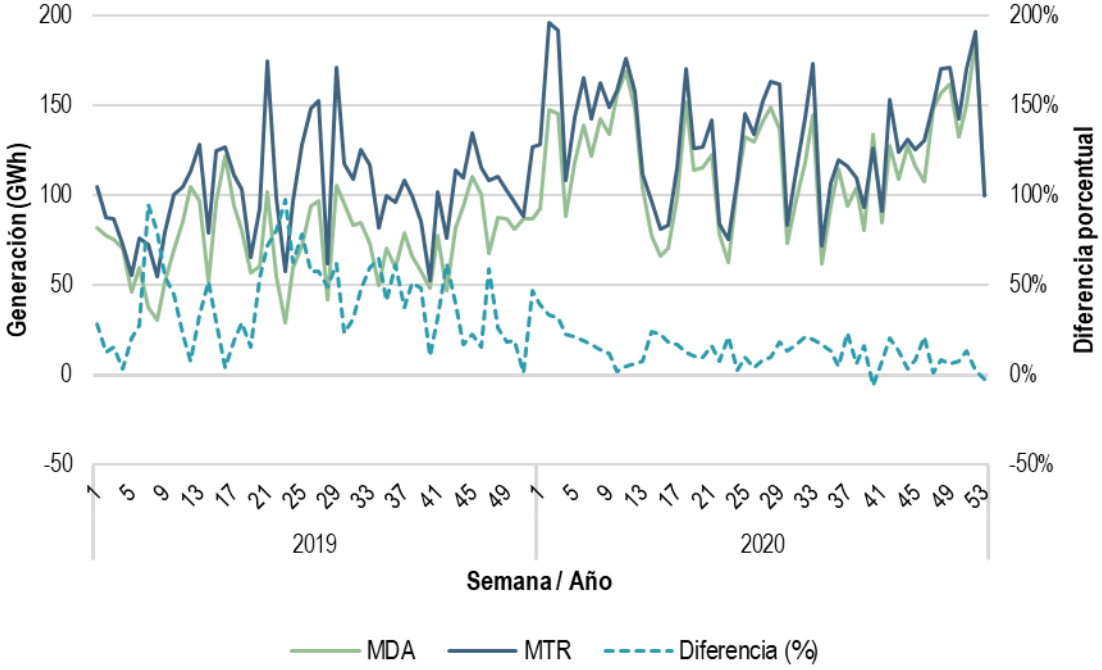
Las UCE bajo este tipo de Oferta de Venta participan en el MEM a través de pronósticos de generación horarios y pueden ser liquidados bajo el esquema de doble liquidación. No obstante, gran parte de estas UCE se encuentran contratadas bajo CCE derivados de las SLP (5,604.4 MW)[149] o privados, utilizando Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin) para su liquidación, por lo que, en pocas ocasiones reciben el valor del PML. Por esta razón, los PM que representan dichas UCE no tienen incentivos para modificar su generación y esto provoca desbalances de energía entre el MDA y MTR.

Las UCE con Oferta de Venta RN deben presentar sus pronósticos de generación al Operador del Mercado en el periodo de recepción de Ofertas del MDA, dicho valor ofertado representa un compromiso financiero vinculante ante el CENACE. Tras el envío de la Oferta de Venta del MDA, se asigna la cantidad ofertada por estos recursos debido a que la energía tiene un costo variable de $0/MWh. Además, se les permite realizar ajustes a las Ofertas de Venta en los periodos previstos para la actualización y recepción de Ofertas de los procesos del AU-GC y MTR.

De acuerdo con la secuencia descrita anteriormente, se analiza en primer lugar el desempeño de las UCE de acuerdo con los desbalances de generación entre el MDA y el MTR. En el caso de las UCE con tecnología EO, en la Gráfica 159 se observa que la generación de Tiempo Real fue superior al pronóstico del MDA, con una diferencia promedio de 13.0 %, mientras que en 2019 fue de 40.2 %.

[149] Resultado de las SLP que se encuentran en operación:1,432 MW de la SLP-1/2015, 2,619.3 MW de las SLP-1/2016 y 1,552.1 MW de la SLP-1/2017.

Gráfica 159. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta RN) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020



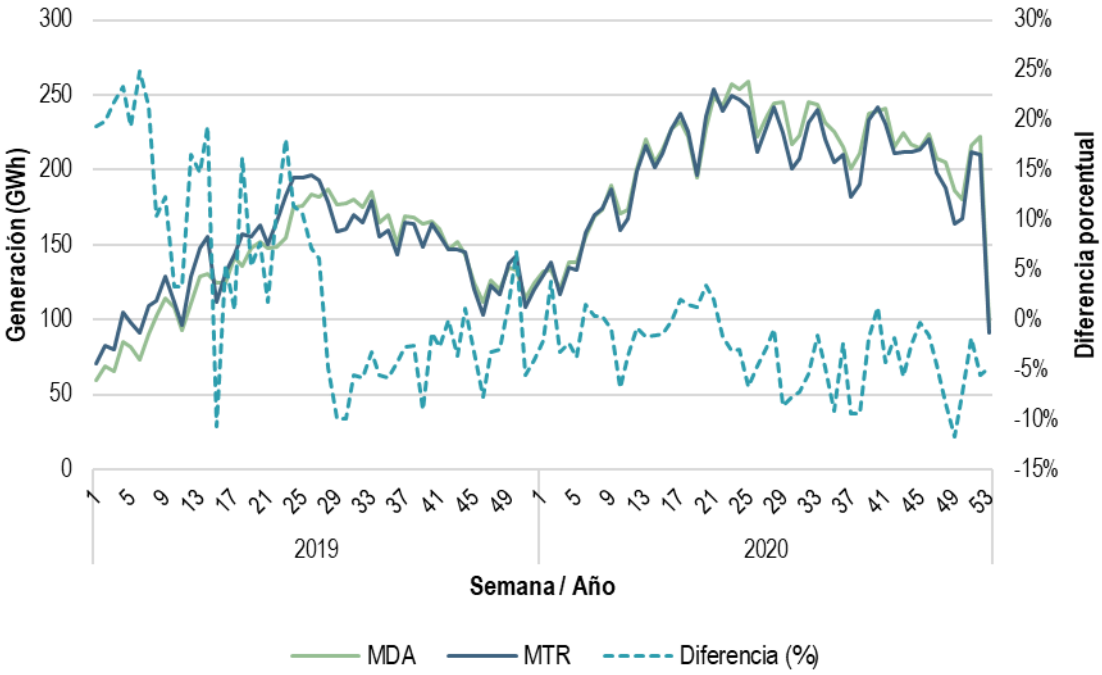
Nota: El cálculo para obtener la diferencia porcentual fue el siguiente: (MTR-MDA)/MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En cuanto a los desbalances presentados por las UCE de tecnología FV, en la Gráfica 160 se puede observar que en 2020, el promedio de la diferencia fue de -3.1 %, es decir, que el MDA se ubicó sobre el MTR. Mientras que, para el año previo, la diferencia fue de 4.3 %, es decir, el patrón de diferencias cambió de sentido.

Existen dos posibles causas que expliquen este cambio en el patrón de diferencias para ambas tecnologías: (i) una mejora en los pronósticos ofertados por los PM, y (ii) el efecto de las restricciones y limitaciones a la generación de Tiempo Real por parte del CENACE.[150]

[150] Para mayor referencia, ver sección 4.1 del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.

Gráfica 160. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta RN) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020

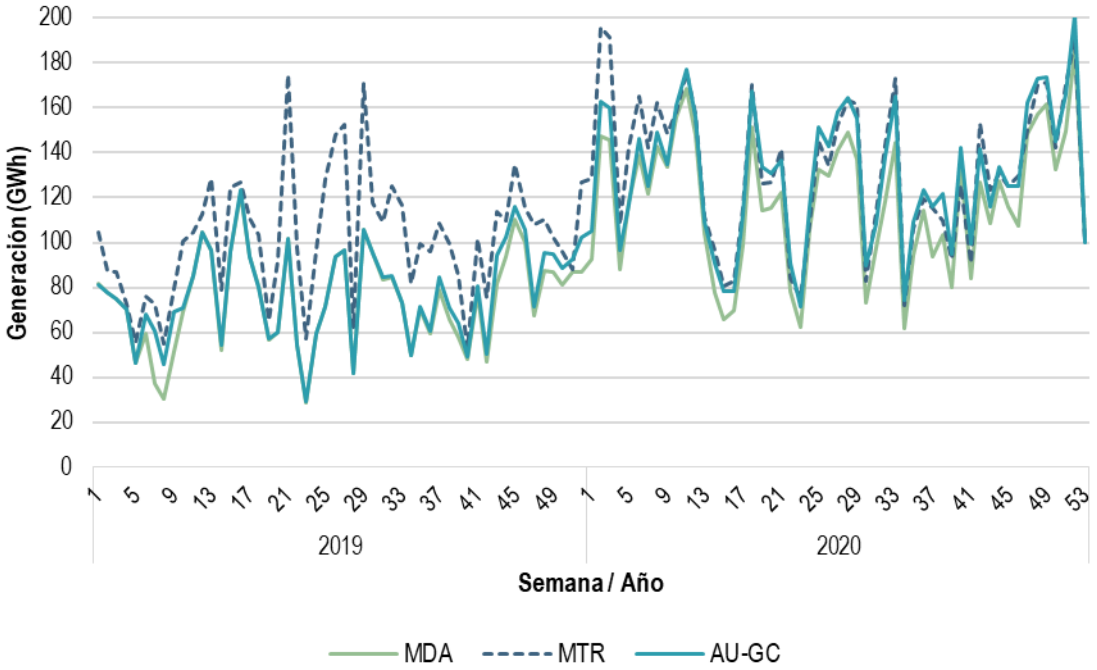


Nota: El cálculo para obtener la diferencia porcentual fue el siguiente: (MTR-MDA)/MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En consideración de la posibilidad de realizar ajustes a las Ofertas de Venta enviadas al MDA en los tiempos del AU-GC, se revisa el desempeño de las UCE EO y FV mediante los desbalances de generación entre el AU-GC y el MTR, y se contrastan con los resultados antes mostrados. El AU-GC, a diferencia del MDA y MTR, es un proceso que sólo considera cantidades de energía, por lo que no representa un compromiso financiero vinculante.

La Gráfica 161 muestra el desempeño de las UCE EO. Al igual que las diferencias entre el MDA y el MTR, se observa que la generación de Tiempo Real fue mayor a los valores ajustados en el AU-GC, sobre todo en 2019, ya que la brecha se cerró en 2020, lo que puede deberse a las restricciones implementadas por el CENACE o a una mejora en los pronósticos de generación. En promedio, el MTR se ubicó 13.0 % por arriba del MDA (40.2 % en 2019), mientras que estuvo 1.9 % por arriba del AU-GC (33.1 % en 2019).

Gráfica 161. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta RN) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Por otro lado, la Gráfica 162 muestra que, en promedio, para las UCE FV, el MTR se ubicó 3.1 % por abajo del MDA (4.3 % en 2019) y 14.8 % por abajo del AU-GC (a diferencia de 2019 que se mantuvo una diferencia positiva promedio de 1.5 %). Esto puede deberse a una estrategia de los PM para asegurar un mayor margen de generación en el Tiempo Real ante las limitaciones a su generación por parte del Operador.

Gráfica 162. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta RN) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020

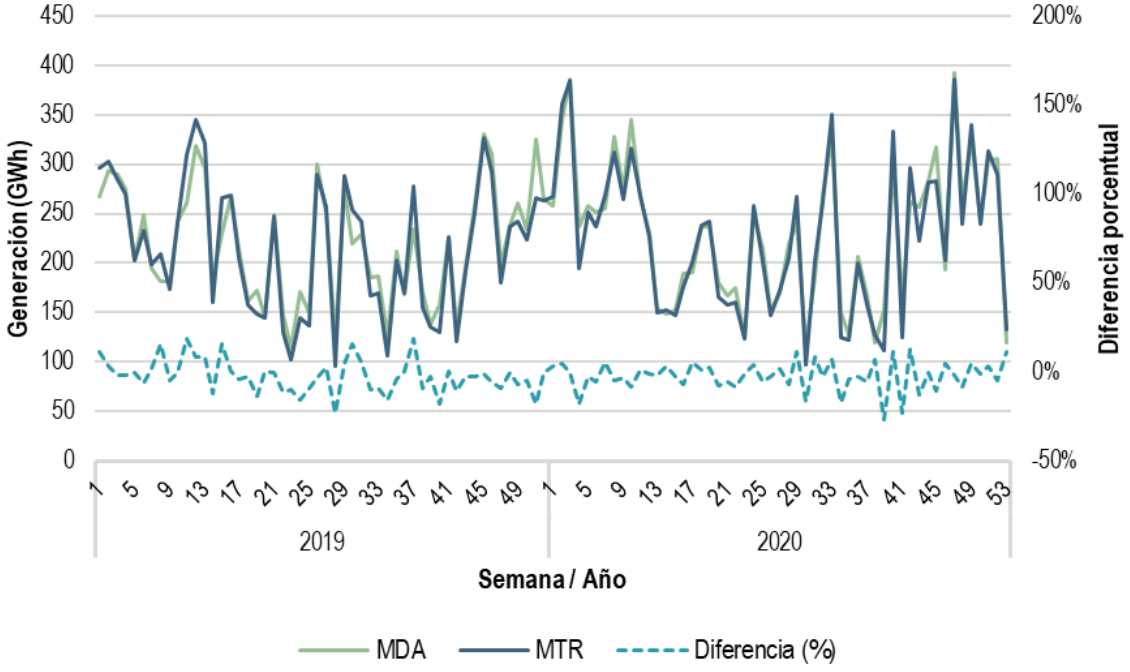
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien de manera general se observó una reducción de la brecha de diferencias entre el MDA, AU-GC y MTR, no es posible dilucidar si es consecuencia de las restricciones a la generación intermitente por parte del Operador o se deba a una mejora en los pronósticos de generación, ya que se carece de documentación por parte del CENACE sobre las limitaciones y restricciones que puede implementar desde los tiempos de la emisión de Ofertas de Venta al MDA y AU-GC.

4.3.3.2 OFERTA DE VENTA CIL

En cuanto a la generación de las UCE con Oferta de Venta tipo CIL, que participan en el MEM a través de programas fijos de generación, los cuales se integran en el resultado del MDA y se liquidan bajo las condiciones de los propios contratos, la Gráfica 163 muestra que la generación EO en el MTR fue menor a la generación en Tiempo Real, lo cual se confirma con la diferencia promedio de -2.3 % en 2020 (-2.4 % en 2019).

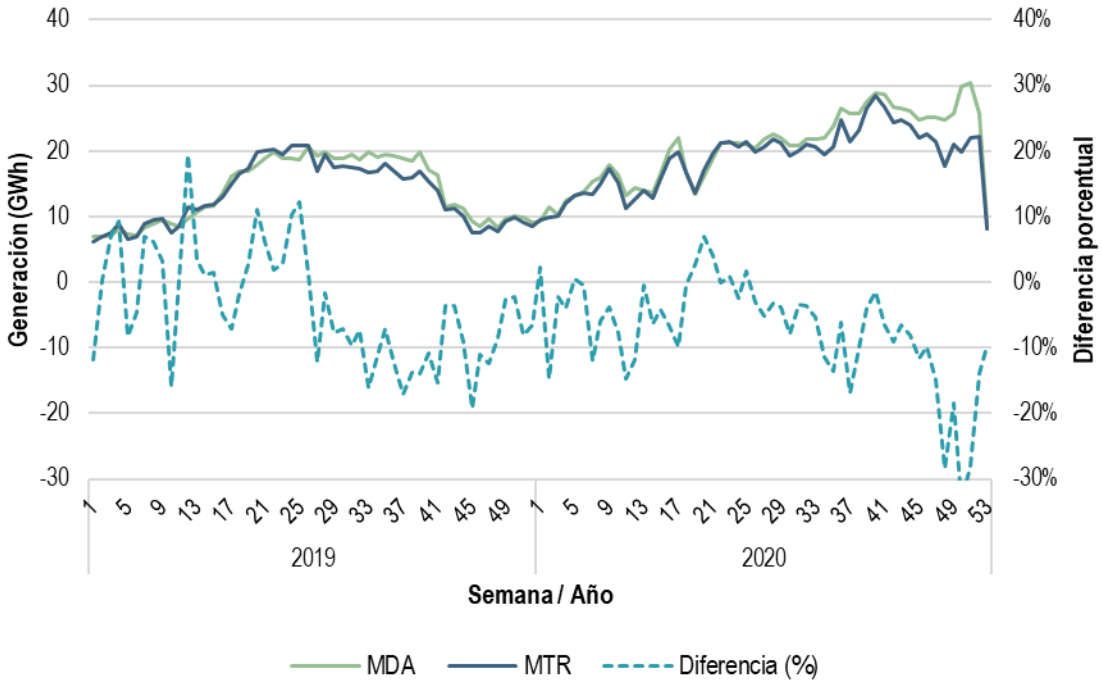
Gráfica 163. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta CIL) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020



Nota: El cálculo para obtener la diferencia porcentual fue el siguiente: (MTR-MDA)/MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

De la misma manera, el comportamiento de las UCE de tecnología FV con Oferta de Venta CIL refleja que la generación en el MTR fue menor a lo pronosticado en el MDA (ver Gráfica 164), con una diferencia promedio de -5.3 % en 2020 (-3.8 % en 2019).

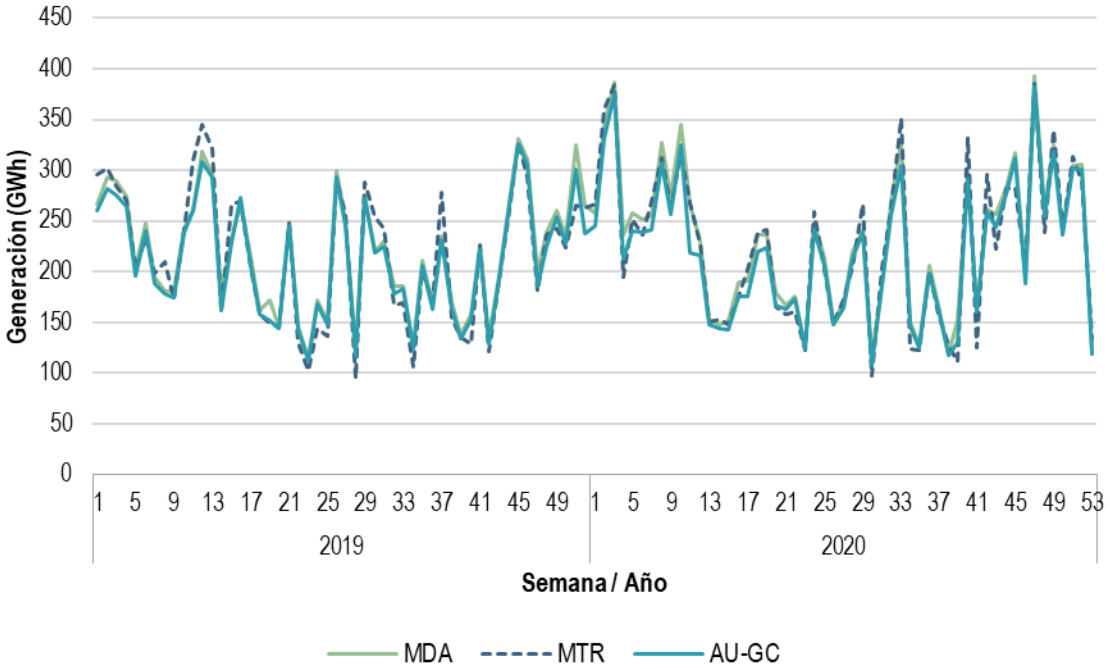
Gráfica 164. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta CIL) y su diferencia entre el MDA y MTR, 2019 y 2020



Nota: El cálculo para obtener la diferencia porcentual fue el siguiente: (MTR-MDA)/MDA.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Gráfica 165 se muestra el ajuste a ofertas en el tiempo del AU-GC de las UCE con Oferta de Venta CIL y tecnología EO. La diferencia entre el MTR con respecto al AU-GC en 2020 fue de 2.0 % en promedio, es decir, el MTR se ubicó por encima del AU-GC (0.8 % en 2019). Mientras que el MDA se ubicó por arriba del AU-GC, con una diferencia de 4.9 % (3.4 % en 2019).

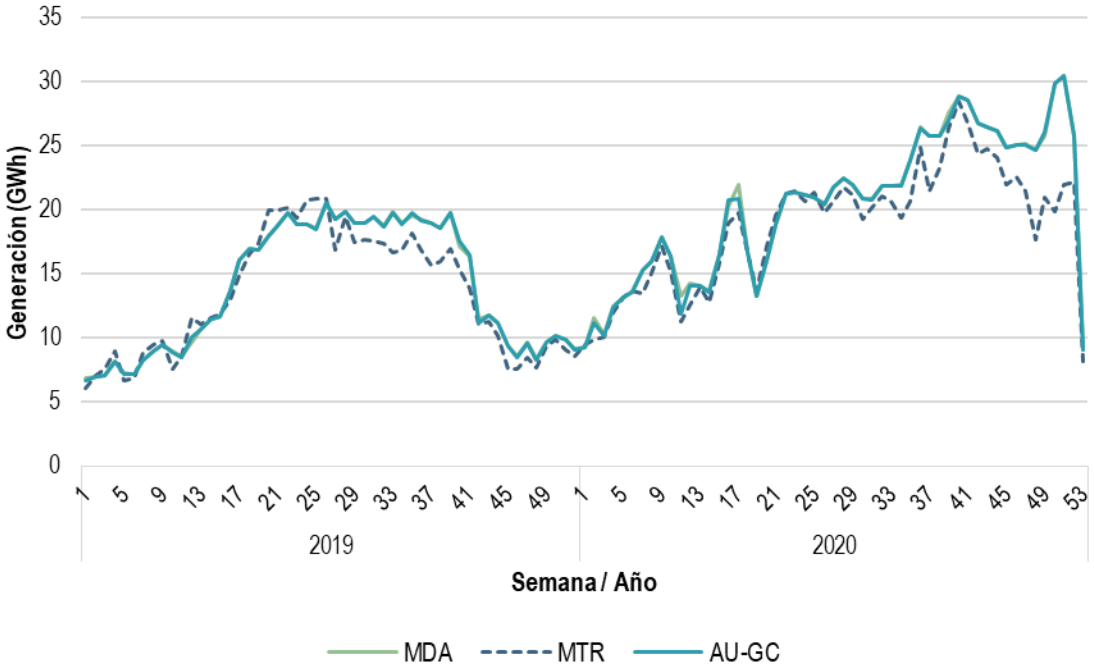
Gráfica 165. Suma semanal de generación EO (Oferta de Venta CIL) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Por otro lado, la Gráfica 166 muestra que los valores ajustados en el AU-GC para las UCE FV con Oferta de Venta CIL fueron, en promedio, 0.5 % menores a los del MDA (0.2 % en 2019). Mientras que, la variación fue de 5.8 % con respecto al MTR, es decir, que el AU-GC se ubicó por arriba del MTR (-3.6 % en 2019).

Gráfica 166. Suma semanal de generación FV (Oferta de Venta CIL) en el MDA, AU-GC y MTR, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.3.3.3 ERROR DE PRONÓSTICO MEDIO EN LAS OFERTAS DE VENTA RN Y CIL

El error de pronóstico medio[151] es una métrica expresada en términos de porcentaje que, al resultar cero, representa un escenario ideal, pues significa que una determinada UCE genera el máximo de su disponibilidad pronosticada. Mientras esta cifra se acerque más a la unidad positiva (1) significa que la generación en el MTR es mayor a la generación ofertada en el MDA; en el caso contrario, cuando los pronósticos del MDA resultan mayor a la generación del MTR, la cifra del error se acerca a la unidad negativa (-1).

En la Tabla 70 se muestra la evolución mensual del error de pronóstico medio por Oferta de Venta y tecnología. Es notable el desempeño general que mostraron las UCE en 2020. En lo que respecta a la Oferta de Venta RN, tanto las UCE EO como FV disminuyeron su error de pronóstico medio en términos absolutos en relación con 2019 (es decir, se acercaron al cero, que es el error de pronóstico medio ideal). El error de pronóstico medio de las UCE EO fue 3.7 % en 2020 (contra 7.8 % en 2019), es decir, entregaron más energía en Tiempo Real que su pronóstico de generación en el MDA. Por el contrario, el error de pronóstico medio de las UCE FV fue -0.8 % en 2020 (contra 2.6 % en 2019).

En el caso de la Oferta de Venta CIL, tanto las UCE EO como FV aumentaron su error de pronóstico medio en términos absolutos, pues en el caso de las primeras registraron un promedio de 0.05 % en 2019 y cambió a -0.5 % en 2020, mientras que las segundas mantuvieron un error promedio de -0.7 % en 2019 y pasaron a -1.3 % en 2020. En este sentido, las Ofertas de Venta de CIL de generación intermitente no mostraron mejora en sus errores de pronóstico en el último año.

[151] Método de cálculo para determinar el valor del error en la generación en el MTR de generadores eólicos o solares con respecto a la del MDA y su capacidad. Error (%) = 100*(generación real – generación en el MDA)/capacidad neta. Fuente: Forum of Regulators (2015) Model Regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement of Wind and Solar Generating Stations at the State level. Disponible en: http://www.forumofregulators.gov.in/Data/study/MR.pdf

Tabla 70. Error de pronóstico medio por Oferta de Venta y tecnología, 2019 y 2020

Año	Mes	RN		CIL	
		EO	FV	EO	FV
2019	enero	6.8%	6.7%	1.7%	0.9%
	febrero	8.3%	8.3%	-0.7%	1.5%
	marzo	3.1%	5.7%	2.7%	1.8%
	abril	5.5%	4.7%	1.6%	-0.2%
	mayo	8.9%	4.4%	-0.7%	2.1%
	junio	10.2%	6.0%	-1.9%	2.4%
	julio	11.5%	-1.0%	1.8%	-2.8%
	agosto	9.7%	-1.6%	0.0%	-3.1%
	septiembre	9.1%	-1.0%	0.8%	-4.5%
	octubre	7.6%	0.5%	-0.9%	-2.1%
	noviembre	7.1%	-1.2%	-0.8%	-3.1%
	diciembre	5.6%	0.2%	-3.0%	-1.2%
2020	enero	8.8%	0.8%	-1.3%	-0.7%
	febrero	7.0%	0.8%	-1.3%	0.1%
	marzo	4.7%	-0.8%	-0.8%	-2.0%
	abril	6.2%	0.5%	0.4%	0.2%
	mayo	5.5%	0.8%	-0.7%	1.7%
	junio	2.6%	-0.9%	-0.3%	-0.5%
	julio	3.5%	-1.0%	-0.2%	-1.0%
	agosto	3.3%	-1.6%	0.5%	-2.2%
	septiembre	1.2%	-2.3%	-0.7%	-2.5%
	octubre	1.7%	-0.9%	-0.5%	-1.6%
	noviembre	-0.2%	-1.7%	-1.7%	-4.0%
	diciembre	0.0%	-3.1%	0.8%	-3.6%

Nota: El rango de colores de la tabla va de amarillo, cuando MDA>Generación de Tiempo Real o MDA<Generación de Tiempo Real (valores positivos y negativos), a verde, cuando los valores (positivos y negativos) se acercan al cero (error de pronóstico ideal).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

De acuerdo con el numeral 6.16.1 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE puede establecer bandas de tolerancia según el tipo de tecnología de las UCE en el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos. Esto permitiría establecer el incentivo para que los PM presenten mejores pronósticos de generación y evitar penalizaciones por desvíos a las instrucciones de despacho en un periodo determinado. En la Tabla 71 se presentan referencias de otros mercados eléctricos sobre la aplicación de bandas de tolerancia para las desviaciones de los pronósticos y la generación de Tiempo Real.

Tabla 71. Bandas de tolerancia para desviaciones de recursos intermitentes y variables a nivel internacional

Mercado Eléctrico	Indicador	Bandas de tolerancia	Criterio	Temporalidad
Colombia[152]	Error absoluto horario	Mayor o igual a 15 %	Primer despacho económico vs. Tiempo Real	Diario
		Mayor o igual a 8 %	Redespacho vs. Tiempo Real	
India[153]	Error medio bloques quinceminutales	Mayor o igual a 15 %	UCE en Operación	Diario
		Mayor o igual a 10 %	Nuevas UCE	
Midcontinent Independent System Operator (MISO)[154]	Diferencias en 4 o más periodos cincominutales	Mayor o igual a 8 %	MDA vs. Tiempo Real / UCE eólicas	Diario
Bonneville Power Administration (BPA)[155]	Diferencias en tres horas consecutivas	Mayor o igual a 15 %	MDA vs. Tiempo Real	Diario

Fuente: Elaboración propia con base en información de Colombia, India, MISO y BPA.

4.3.4 CONCLUSIONES

La capacidad de generación intermitente en 2020 alcanzó los 13,775.5 MW, de los cuales 7,209.9 MW corresponden a UCE con tecnología EO y 6,565.6 MW con tecnología FV. En cuanto al tipo de oferta, el 54.9 % corresponde a Oferta de Venta RN, el 36.5 % a Oferta de Venta CIL, mientras que el 8.7 % se encuentra bajo Oferta de Venta NP, la cual se integrará a las Ofertas de Venta RN o CIL. Asimismo, se destaca que las GCR OCC; NES y ORI representan el 73.5 % de la capacidad neta renovable intermitente.

Debido a que hubo una mayor capacidad de generación intermitente durante 2020, la generación inyectada durante la operación de Tiempo Real fue de 33.2 GWh lo que representó el 10.6 % del total de generación, un aumento del 2.5 % con respecto a lo generado durante el 2019. Destacando que durante el periodo de baja demanda en el SIN y en el BCS el valor máximo de generación instantánea intermitente alcanzó 31.7 % 30.2 % del total en al menos una Hora de Operación de cada sistema, respectivamente.

La creciente participación de la generación FV y EO en los Sistemas Interconectados del SEN, destaca la importancia de dar seguimiento al desempeño de los PM en materia de pronósticos de generación, y pone en evidencia la necesidad de diseñar e integrar nuevas soluciones de flexibilidad operativa, tomando en cuenta la falta de flexibilidad del parque de generación actual, en especial, de las UCE con Oferta de Venta TE (ver sección 4.6). Estas soluciones comprenden mejoras en la infraestructura de la RNT, implementación de sistemas de almacenamiento, aplicación de programas de gestión de la demanda (demanda controlable) y reestructuración del mercado de Servicios Conexos (definición de servicios y su remuneración).

Se destaca el caso de las UCE de tipo de Oferta RN que mostró una disminución en sus desviaciones entre los pronósticos ofertados al MDA y la generación de Tiempo Real. Las desviaciones de las UCE EO pasaron de 40.2 % en el 2019 a un 13.8 % donde la generación de Tiempo Real fue mayor a lo ofertado en el MDA. En cuanto a la

[152] Comisión de Regulación de Energía y Gas (2019) Resolución 060, Modificaciones y adiciones al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN. Disponible en: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/$FILE/Creg060-2019.pdf

[153] Forum of Regulators (2015) Model Regulations on Forecasting, Scheduling and Deviation Settlement of Wind and Solar Generating Stations at the State level. Disponible en: http://www.forumofregulators.gov.in/Data/study/MR.pdf

[154] PJM Renewable Integration Study (2012) Review of industry practice and experience in the integration of wind and solar generation. Disponible en: https://www.pjm.com/~/media/committees-groups/subcommittees/irs/postings/pris-task3b-best-practices-from-other-markets-final-report.ashx

[155] National Renewable energy Laboratory (2014) Wind and solar energy curtailment: Experience and practice in the United States. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf

generación FV presentó una disminución en sus desviaciones, las diferencias promedio en 2019 eran de 4.3 % y cambiaron a -3.1 % en 2020, en estas ofertas el pronóstico del MDA fue mayor a la generación de Tiempo Real.

La disminución observada en la generación FV con Oferta de Venta RN puede deberse a las restricciones que implementó el CENACE a este tipo de generación[156] como la limitación de la generación de Tiempo Real de los valores ofertados al MDA, así como a una mejora en los pronósticos observados. No obstante, al considerar los ajustes realizados por estas UCE en los tiempos del AUGC, la generación fue mayor que la de Tiempo Real, lo que pudo deberse a una estrategia de los PM para asegurar un mayor rango de generación ante las limitaciones a los valores ofertados al MDA.

En términos generales, las UCE con generación intermitente con Oferta de Venta RN mejoraron sus errores de pronóstico medio, mismas que presentaron disminuciones en términos absolutos a lo largo de 2020. En cambio, las Ofertas de Venta de CIL de generación intermitente no mostraron mejora en sus errores de pronóstico en 2020 con respecto a 2019.

4.3.5 RECOMENDACIONES

- Los desbalances en la generación intermitente suman incertidumbre en la operación confiable del sistema, debido a que el Operador del Mercado espera cierto nivel de energía, y en Tiempo Real, las condiciones pueden ser distintas, por lo cual es necesario que los PM mejoren sus pronósticos de generación. Se recomienda que el CENACE emita las siguientes disposiciones:
    - El Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos, en el que se establezcan las bandas de tolerancia para desviaciones, con base en las características de cada una de las tecnologías de generación, de conformidad con el numeral 6.16.1, inciso (a) del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Esto permitirá establecer el incentivo para que los PM hagan los mejores pronósticos de generación posibles y evitar posibles penalizaciones.
    - La Guía Operativa mencionada en el numeral 6.1.2 del Manual de Pronósticos, la cual debe incluir la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de generación intermitente. Lo anterior permitiría homologar los criterios de pronósticos, así como contar con un procedimiento estándar para que los PM minimicen los errores en sus pronósticos.
- La sobreoferta observada en algunos casos en los valores del AU-GC puede deberse a que los PM buscan asegurar la mayor generación en Tiempo Real; sin embargo, al ser incluidos en un modelo cuya función es mantener la Confiabilidad del SEN, pueden ocasionar que no se asignen UCE que deban ser asignadas al existir una sobreoferta de energía. Se recomienda que la UVM y el CENACE establezcan una mesa de trabajo con los PM que presenten desviaciones sistemáticas en la actualización de sus pronósticos entregados en el AU-GC para definir los criterios de aceptación o rechazo de dichas actualizaciones, con la finalidad de minimizar los desbalances físicos y posibles impactos en las finanzas de los PM.
- La complejidad en la operación del SEN y la variabilidad en la generación de las UCE EO y FV puede causar resultados subóptimos para el mercado debido a su carácter intermitente. Se recomienda que el CENACE documente puntualmente las restricciones impuestas a los PM representantes de UCE de tecnologías intermitentes, esto permitirá dar certeza del uso óptimo de los recursos en el SEN, abonar a la transparencia y trazabilidad de las instrucciones en caso de alguna inconformidad por parte del CENACE o de los PM, así como explorar las posibles soluciones operativas considerando la operación confiable y segura del SEN.

[156] Para más información, consultar la sección 4.1 del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.

- La mayor participación de la generación FV y EO exhibe la necesidad de diseñar e integrar nuevas soluciones de flexibilidad operativa para el SEN. En este sentido, se recomienda que:
    - La CRE, con apoyo del CENACE, lleve a cabo la identificación de los productos y servicios que requiere el SEN para incrementar su flexibilidad operativa, con base en los costos, nivel de efectividad y escala de tiempo para su implementación, y con la finalidad de establecer las medidas tendientes a garantizar las condiciones de Confiabilidad y Seguridad.
    - La CRE desarrolle, actualice y emita las disposiciones administrativas de carácter general sobre los recursos de Demanda Controlable, Generación Distribuida, Redes Eléctricas Inteligentes, almacenamiento y Servicios Conexos, con base la identificación de los productos y servicios que requiere el SEN para incrementar su flexibilidad operativa.
    - La CRE emita las disposiciones administrativas de carácter general con la metodología para determinar y calcular las tarifas asociadas a los Servicios Conexos no incluidos en el MEM para el pago a Generadores a fin de que estos sean remunerados.

4.4 ANÁLISIS DE LAS DIFERENCIAS DE CARGA ENTRE EL MDA Y EL MTR

Los errores en los pronósticos de demanda que llevan a cabo los PM representantes de Centros de Carga son una de las causas de la brecha entre la carga programada en el MDA y la que ocurre en Tiempo Real. A estas estimaciones se harán referencia como los "pronósticos de la carga". Una sobrestimación del pronóstico de carga en el MDA respecto a los resultados del MTR provoca que se asignen más UCE que no son necesarias en Tiempo Real; es decir, cuando se sobreestima la carga en el MDA, los PML de este mercado son mayores que los del MTR, lo que genera una brecha negativa de dichos precios. Por el contrario, una subestimación en la carga del MDA provoca que los precios del MTR sean más altos que los del MDA porque el CENACE tiene que conseguir la generación faltante en Tiempo Real.

Dada la importancia de los pronósticos de carga en el comportamiento de los PML, en esta sección se compara la diferencia de carga entre el MTR y el MDA en 2019 y 2020, en seguimiento al desempeño de las GCR y PM en el transcurso de un año.

4.4.1 ERROR EN EL PRONÓSTICO DE CARGA

En el numeral 2.1 del Manual de Pronósticos se establecen las siguientes obligaciones para los PM representantes de Centros de Carga y el CENACE:

> *2.1.1 Los Participantes del Mercado que representen Centros de Carga serán responsables de estimar los Pronósticos de Demanda correspondientes a cada uno de sus Centros de Carga y presentarlos como Ofertas de Compra o programas de consumo, según corresponda, en el Mercado de Energía de Corto Plazo.*
>
> *2.1.2 Los Participantes del Mercado representantes de Centros de Carga serán responsables de proveer los insumos necesarios que permitan al CENACE emitir sus propios Pronósticos de Demanda, mediante los formatos que el CENACE determine para ello en el Sistema de Información del Mercado.*
>
> *2.1.3 El CENACE será responsable de obtener sus propios Pronósticos de Demanda con periodicidad horaria, así como de obtener Pronósticos de Demanda con un horizonte de tiempo de hasta 7 días en adelanto.*

2.1.4 El CENACE será responsable de obtener sus propios Pronósticos de Demanda antes del inicio de cada Intervalo de Despacho para los siguientes 10 Intervalos de Despacho, es decir con un horizonte de tiempo de 2.5 horas, para su uso en los procesos del Mercado de Tiempo Real.

El pronóstico de carga es uno de los insumos fundamentales para la correcta operación del MECP, por ello una estimación de demanda con un menor error permite minimizar los costos de operación y contribuye a la Confiabilidad del SEN. Si el pronóstico de carga en el proceso del MDA fue menor a la carga en Tiempo Real, se deberá realizar una nueva programación para atender la carga faltante, en este caso deberán utilizar UCE más costosas. Por otro lado, si el pronóstico de carga fue mayor a la demanda real, se incurre en sobrecostos de operación que involucran costos de arranque y costos de transición de UCE térmicas que no se requieren, además de reservas excedentes, cuyo efecto es un incremento en el precio de la energía para el usuario final.

Durante 2020 se dio seguimiento a la evolución del MDA y del MTR con la finalidad de estudiar la convergencia de precios entre ambos procesos de mercado. Si bien, existe un conjunto de condiciones que explican la brecha entre los precios,[157] la diferencia de carga entre el MTR y el MDA es una de las variables que inciden en la diferencia de los PML entre ambos procesos de mercado. De acuerdo con la revisión de la literatura internacional, en sistemas eléctricos similares al SEN, el error de pronóstico generalmente se encuentra alrededor de +/- 3 %, lo cual se considera un rango de error aceptable (ver Tabla 72).

Tabla 72. Error de pronóstico medio en otros sistemas eléctricos

No.	Sistema Eléctrico	Error de pronóstico medio (%)
1	ERCOT, EUA	2.5
2	CAISO, EUA	2.0
3	Brasil	0.4 – 1.9
4	Río de Janeiro, Brasil	2.9 – 3.6
5	Bor, Turquía	2.2
	Misliova, Turquía	2.9
	Nigde, Turquía	1.4
6	Grecia	4.6
7	Catar	3.8

Notas: Se refiere al error porcentual absoluto medio "MAPE" (por sus siglas en inglés *mean absolute percentage error*).

Fuente: Elaboración propia con base en datos de otros sistemas eléctricos.[158]

En el caso del SEN se analizaron las distribuciones de los errores de cada GCR. La Tabla 73 presenta el error promedio anual de todas las GCR en 2018, 2019 y 2020, así como la variación cualitativa en 2020. Se observa que el

[157] El análisis se presenta en la sección 3.6.

[158] Fuentes: (1) ERCOT (2019). Project No. 49852, Review of Summer 2019 ERCOT Market Performance. Disponible en: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:pFdTsMllo1MJ:www.ercot.com/content/wcm/lists/172485/Review_of_ERCOT_Summer_2019_-_PUC_Workshop_-_FINAL_10-8-19.pdf+&cd=2&hl=es-419&ct=clnk&gl=mx&client=firefox-b-d.

(2) California ISO (2018). Briefing on day-ahead load forecasting. Disponible en: http://www.caiso.com/Documents/Briefing-Day-AheadLoadForecastingAnalysis-Presentation-Nov2018.pdf#search=day%20ahead%20load%20forecast%20and%20actual%20load.

(3) Vellasco, M.; Pacheco, M.; Ribeiro, L. y De Souza, F. (2004) Electric load forecasting: evaluating the novel hierarchical neuro-fuzzy BSP model. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 26, 2, 131-142.

(4) Lacir J. Soares y Marcelo C. Medeiros (2008). Modeling and forecasting short-term electricity load: A comparison of methods with an application to Brazilian data. International Journal of Forecasting 24 (2008) 630–644.

(5) Yalcinoz, T. y Eminoglu, U. (2005). Short term and medium-term power distribution load forecasting by neural networks. Energy Conversion and Management, 46, 9-10, 1393-1405.

(6) Mirasgedis, S.; Sarafidis, Y.; Georgopoulou, E.; Lalas, D.; Moschovits, M., Karagiannis, F. y Papakonstantinou, D. (2006). Models for mid-term electricity demand forecasting incorporating weather influences. Energy, 31(2-3), 208-227.

(7) Al-Hamadi, H.M. y Soliman, S.A. (2005). Long-term/mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth. Electric Power Systems Research, 74(3), 353-361.

error promedio (en términos absolutos) de seis GCR disminuyó en 2020 en comparación con 2019 (es decir, mejoraron sus pronósticos de carga), de las cuales destacan BCS, PEN y NTE (su error promedio disminuyó 1.4, 1.2 y 0.8 puntos porcentuales, respectivamente); en cambio, tres GCR registraron un incremento en el error promedio. La GCR CEN es la que reportó el mayor cambio, de 2.4 % en 2019 a 3.0 % en 2020; en el caso de las GCR NES y OCC su error promedio aumentó 0.1 y 0.3 puntos porcentuales de un año a otro, respectivamente. Como se puede observar, el error promedio anual de las GCR ORI, NOR y NES rebasó el umbral de referencia de 3 %.

Tabla 73. Error promedio anual

GCR	2018	2019	2020	Participación en la demanda total del SIN	Variación cualitativa 2020	En el intervalo +/-3 %
BCS	3.2%	0.8%	-0.6%	n.a.	Mejoró	Sí
PEN	1.1%	1.6%	0.4%	4.3%	Mejoró	Sí
NTE	-4.2%	-2.0%	-1.2%	10.0%	Mejoró	Sí
ORI	1.3%	3.8%	3.2%	17.2%	Mejoró	**No**
BCA	3.9%	1.9%	1.4%	n.a.	Mejoró	Sí
NOR	3.5%	4.3%	4.0%	8.6%	Mejoró	**No**
NES	2.0%	3.5%	3.5%	18.3%	Empeoró	**No**
OCC	-0.8%	-0.1%	-0.4%	23.2%	Empeoró	Sí
CEN	0.5%	2.4%	3.0%	18.4%	Empeoró	Sí

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.4.2 CÁLCULO DEL PRONÓSTICO DE CARGA

El numeral 2.3.7 del Manual de Pronósticos establece las siguientes variables que deben utilizarse en el modelo de Pronóstico de Demanda:

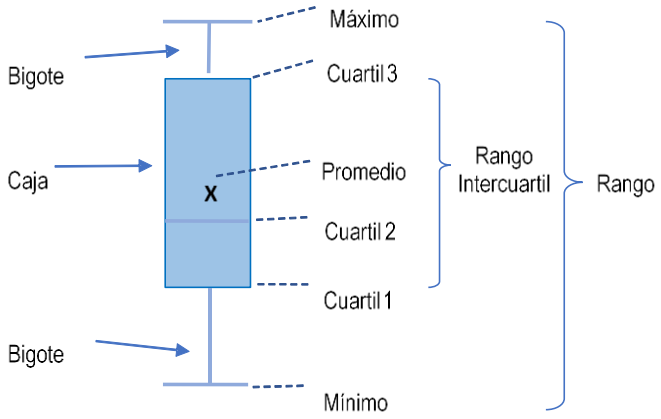
1. Información histórica de al menos los últimos cinco años de la demanda real por ZC, variables climatológicas por ZC, días festivos, días atípicos (aquellos en que las condiciones son especiales).
2. Demanda horaria real del Día de Operación actual.
3. Variables climatológicas reales del Día de Operación actual (por ejemplo: temperatura, humedad, viento, etc.).
4. Pronósticos de variables climatológicas (por ejemplo: temperatura, humedad, viento, etc.) para los siguientes siete Días de Operación.
5. Tipo de día al que corresponde el Día de Operación para el que se realiza el Pronóstico de Demanda, dependiendo de su comportamiento característico: días hábiles, días festivos o fin de semana.
6. Mes al que corresponde el Día de Operación para el que se realiza el Pronóstico de Demanda.
7. Revisión de la variación de la demanda de los Centros de Carga.
8. Fechas en que se presenten los cambios de horario, festividades esperadas, u otras condiciones que afecten la demanda y consumo.

Asimismo, en el Capítulo 5 del mismo manual se presentan las principales metodologías para realizar el Pronóstico de Demanda: (i) promedio móvil simple, (ii) promedio móvil ponderado, (iii) regresión lineal múltiple y (iv) metodología de días similares. Para ello, el CENACE debe desarrollar la Guía Operativa que contenga la metodología y ejemplos para el Pronóstico de la Demanda.

4.4.3 ANÁLISIS DEL ERROR DEL PRONÓSTICO DE CARGA

El promedio es una medida de tendencia central que muestra el punto de equilibrio de una distribución de datos y no proporciona información acerca de la incertidumbre de la variable estudiada. En cambio, las medidas de dispersión como el rango (diferencia entre dos puntos) o la desviación estándar (raíz cuadrada de la dispersión cuadrática de los valores de la variable en torno a su promedio), muestran la variabilidad de una distribución de datos y se emplean como indicadores de incertidumbre de la variable analizada. La Ilustración 17 resume los estadísticos empleados por GCR, para efectos de este análisis se emplea como medida de dispersión al rango entre los valores máximo y mínimo.

Ilustración 17. Gráfica de caja de caja y bigotes

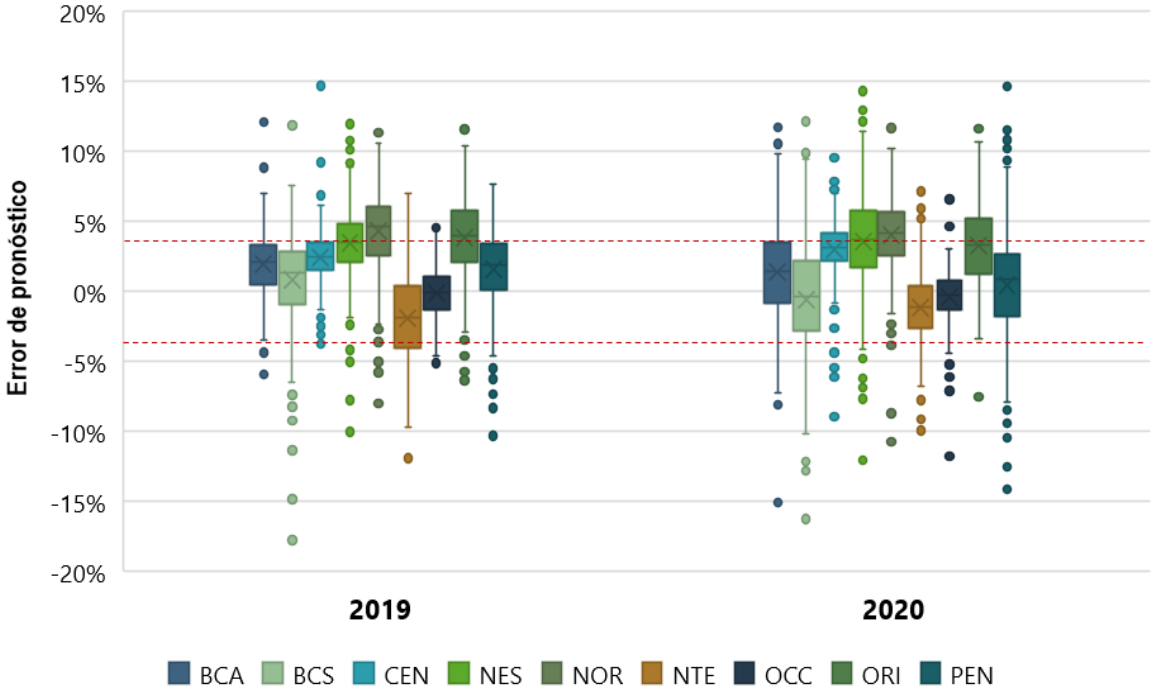


Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Gráfica 167, seis GCR se mantuvieron dentro del umbral aceptable tanto en el 2019 y 2020, de las cuales BCA, BCS, NTE y PEN disminuyeron su error de pronóstico medio en 2020, en cambio las GCR OCC y CEN aumentaron su error de pronóstico con respecto al 2019. En términos de dispersión, solo NTE y OCC mostraron una mejoría en la dispersión de su distribución de errores en 2020, a diferencia del BCA y BCS que registraron una mayor variabilidad en sus errores de pronóstico.

Por otra parte, las GCR ORI, NOR y NES se encontraron fuera del rango aceptable, ya que su error de pronóstico medio fue mayor al 3 % en los dos años. Además, las GCR ORI y NES registraron un aumento en la dispersión de sus errores de pronóstico en 2020 con respecto a 2019.

Gráfica 167. Distribución de los errores de pronóstico de carga por GCR, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 74 se puede observar los cambios en el error de pronóstico promedio de los PM con mayor participación en la carga de cada Sistema Interconectado. En términos generales, los errores de pronóstico de los PM en el SIN y el BCA disminuyeron en el 2020 en relación con un año anterior, en contraste con lo que ocurrió en el BCS, donde sus dos PM empeoraron de un año a otro.

A nivel PM, el PM073, el cual representó el 82.7 %, 86.3 % y 99 % de la carga del SIN, BCA y BCS, respectivamente, mejoró su pronóstico en el SIN, pero empeoró en el BCA y el BCS. En el caso del PM017 se observaron errores de pronóstico promedio del -0.3 % en el SIN (donde representa el 13.7 % de la carga), y del 21.7 % en el BCA (donde representa el 5.6 % de la carga); en ambos sistemas presentó una mejoría en sus pronósticos de carga en el 2020 comparado con el 2019.

Tabla 74. Error de pronóstico promedio de los PM por Sistema Interconectado, 2018, 2019 y 2020

PM	2018	2019	2020	Participación en la carga del sistema	Variación cualitativa 2020
			SIN		
PM073	-7.6%	-8.5%	-7.6%	82.7%	Mejoró
PM017	-0.4%	0.7%	-0.3%	13.7%	Mejoró
PM255	-8.4%	-3.8%	0.6%	0.8%	Mejoró
PM012	2.0%	-4.8%	-0.4%	0.7%	Mejoró
PM123	-3.1%	-8.4%	-6.5%	0.5%	Mejoró
PM274	-11.0%	-14.1%	-14.2%	0.3%	Empeoró
PM199	11.1%	-6.0%	-0.5%	0.2%	Mejoró
PM364	-1.9%	-3.6%	-3.6%	0.2%	Mejoró
PM042	99.7%	78.4%	47.8%	0.1%	Mejoró
PM080	30.6%	12.1%	47.6%	0.1%	Empeoró
			BCA		
PM073	-4.0%	-6.6%	-7.4%	86.3%	Empeoró
PM017	28.5%	34.4%	21.7%	5.6%	Mejoró
PM267	n.a.	n.a.	6.5%	2.7%	n.a.
PM302	-7.7%	-6.4%	-1.6%	1.8%	Mejoró
PM064	9.6%	71.9%	66.0%	1.1%	Mejoró
PM012	0.9%	-2.8%	-0.5%	0.7%	Mejoró
PM112	n.a.	0.0%	-1.2%	0.4%	Empeoró
PM117	n.a.	-2.7%	-0.4%	0.4%	Mejoró
PM184	46.1%	-43.0%	26.4%	0.3%	Mejoró
PM255	3.7%	14.1%	4.4%	0.1%	Mejoró
			BCS		
PM073	-6.1%	-5.7%	-5.8%	99.0%	Empeoró
PM184	n.a.	-8.5%	38.9%	1.0%	Empeoró

Nota: n.a. (no aplica), se refiere a los PM que no representan cargas en el sistema interconectado. Para realizar el cálculo del error de pronóstico para los programas de consumo y las Ofertas de Compra se consideraron los siguientes conceptos tanto para el MDA como el MTR: Consumo de Centros de Carga Directamente Modelados, Consumo de Centros de Carga Indirectamente Modelados y las Exportaciones.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.4.4 IMPACTO ECONÓMICO DE LAS DESVIACIONES

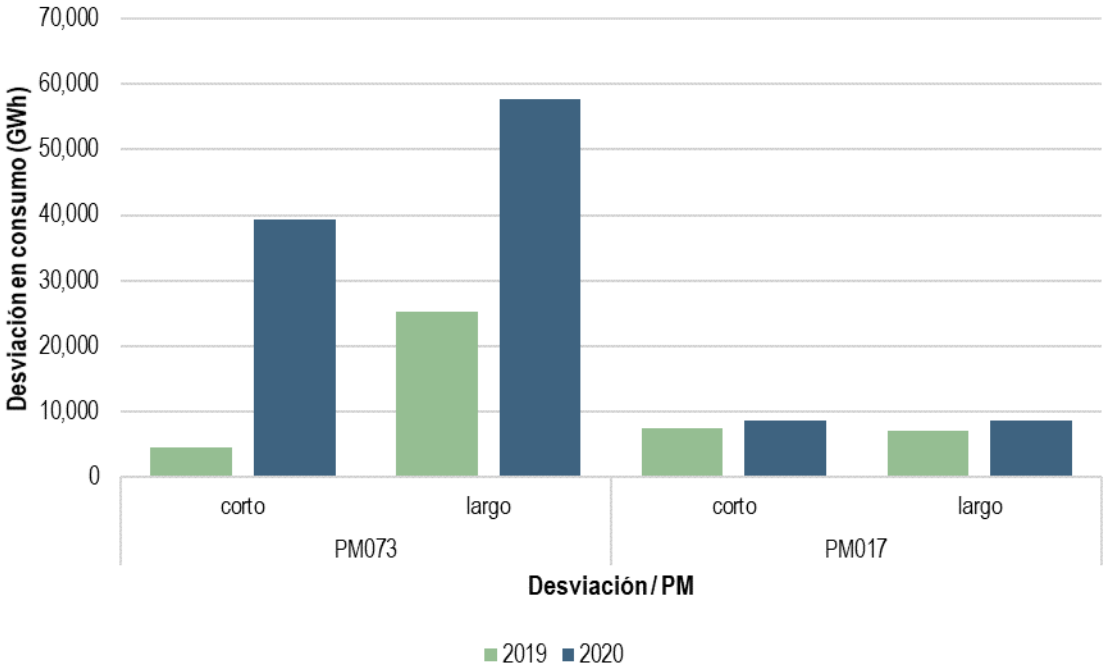
De acuerdo con el Manual de Pronósticos, los PM son responsables de elaborar sus pronósticos de carga de cada uno de los Centros de Carga que representan y presentarlos como Ofertas de Compra (aplica para el PM073) o programas de consumo (aplica para el PM017) en el MECP. Cuando se presentan desviaciones, es decir, cuando la energía retirada es mayor a la presentada en sus Ofertas de Compra o en sus programas de consumo, se dice que estos quedaron “cortos”; en el caso contrario, si la oferta o el programa fue mayor a la medición de la energía retirada entonces quedó “largo”.

En 2020 el volumen de energía corta (subestimación) de los Centros de Carga que representan PM073 y PM017 en los tres Sistemas Interconectados fue de 39,357.3 GWh y 8,648.7 GWh, respectivamente. Esto significa incrementos

de 773.1 % y 14.8 % en relación con lo observado en 2019. Estas desviaciones en el consumo representaron montos de $22,169.0 millones de pesos (mdp) para el PM073 y $4,796.0 mdp para el PM017.[159]

Por otro lado, cuando las ofertas o los programas quedaron largos (sobreestimación), la desviación del PM073 fue de 57,668.2 GWh y la del PM017 fue de 8,604.9 GWh (mayor en 127.7 % y 22.3 % a lo observado en 2019, respectivamente). Estas desviaciones equivalen a $33,049.3 mdp para el PM073 y de $4,702.7 mdp para el PM017.

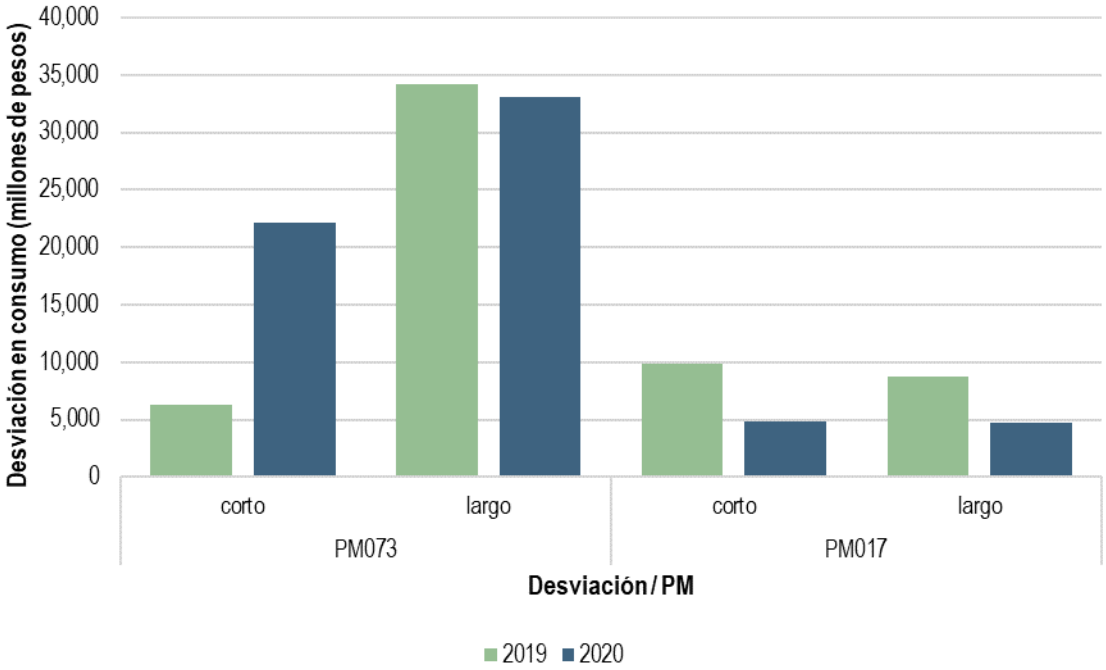
Gráfica 168. Desviación del consumo por PM, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[159] Este monto corresponde al producto de la cantidad de energía retirada adicionalmente en el MTR respecto a los programas de consumo del PM por el PML de los NodosP o de las ZC referenciados a cada uno de los Centros de Carga representados por los PM.

Gráfica 169. Desviación monetaria del consumo por PM, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.4.5 CONCLUSIONES

Los errores de los pronósticos que llevan a cabo los diferentes PM son una de las causas de la brecha entre la carga programada en el MDA y la que ocurre en Tiempo Real. Una sobrestimación del pronóstico de carga en el MDA respecto a los resultados del MTR provoca que se asignen más UCE que no son necesarias en Tiempo Real. Cuando se sobreestima la carga en el MDA, los PML de este son mayores que los del MTR, lo que genera una brecha negativa de dichos precios. Por el contrario, una subestimación en la carga del MDA provoca que los precios del MTR sean más altos que los del MDA porque el CENACE tiene que conseguir la generación faltante en Tiempo Real.

Comparando los pronósticos de carga entre 2019 y 2020 se observó que, al analizar las distribuciones de los errores de cada GCR, seis disminuyeron su error de pronóstico promedio con respecto a 2019. Entre estas, destacan BCS, PEN y NTE. Por otro lado, tres GCR registraron un incremento en el error de pronóstico promedio: CEN, OCC y NES. No obstante, el incremento el incremento de la GCR CEN la situó en la cota superior del umbral de referencia.

Por otra parte, los PM073 y PM017 son los que tienen una mayor participación en la carga de las GCR. El primero mejoró sus pronósticos de carga en el SIN durante 2020, pero empeoró en el BCA y el BCS. El PM017 mejoró en el SIN y el BCS.

4.4.6 RECOMENDACIONES

- Los errores de los pronósticos que llevan a cabo los diferentes PM son una de las causas de la brecha entre la carga programada en el MDA y la que ocurre en Tiempo Real. Una sobrestimación del pronóstico de carga en el MDA respecto a los resultados del MTR provoca que se asignen más UCE que no son necesarias en TR. Cuando se sobreestima la carga en el MDA, los PML de este proceso de mercado son mayores que los del MTR, lo que genera una brecha negativa de dichos precios. Por el contrario, una subestimación en la

carga del MDA provoca que los precios del MTR sean más altos que los del MDA porque el CENACE tiene que conseguir la generación faltante en Tiempo Real. Se recomienda que el CENACE:

- Emita la Guía Operativa mencionada en el numeral 5.1.2 del Manual de Pronósticos, la cual debe incluir la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de la Demanda. Lo anterior permitiría homologar los criterios de pronósticos para todas las GCR y contribuirá a minimizar los errores de pronóstico para acercarse al estándar internacional (+/-3 %), así como contar con un procedimiento estándar para que los PM minimicen los errores en sus pronósticos.
- Establezca una mesa de trabajo entre el CENACE y la CRE para definir una estrategia de acciones y herramientas que permitan mejorar el pronóstico de los PM.

4.5 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los PML son sensibles a las ofertas de importación y exportación de energía en los nodos donde se llevan a cabo las transacciones de energía, cuando se presentan precios altos de las ofertas de importación por la falta de capacidad neta para cubrir la demanda, o cuando ocurren precios bajos de las ofertas de exportaciones debido a que la energía base es superior a la demanda doméstica.

Lo anterior es una condición que caracteriza al BCA, por lo que las transacciones internacionales de energía eléctrica juegan un papel predominante en la determinación de los PML en dicho sistema, ante la escasez o excedentes de energía local, la falta de flexibilidad operativa de las UCE o ante escasez de recursos de generación en el CAISO.

En esta sección se analizan los aspectos regulatorios y las condiciones del mercado de transacciones internacionales que influyen en la sensibilidad de los PML. Los aspectos regulatorios se refieren a los elementos como incentivos o restricciones que contiene el Manual de Importaciones y Exportaciones (Manual). Las condiciones del mercado de transacciones internacionales comprenden los eventos ocurridos en 2020 relacionados con las desviaciones (incumplimientos) de energía por importaciones, la escasez de capacidad y falta de flexibilidad operativa, y la concentración y arbitraje por importaciones.

4.5.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS NODOS DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

El SEN cuenta con siete nodos de importación y exportación comercial de energía, de los cuales dos están en el BCA y cinco en el SIN. Dichos nodos mantienen su interconexión con los mercados de EUA, Guatemala y Belice a través de seis enlaces, como se muestra en la Tabla 75.

Tabla 75. Enlaces de interconexión para importación y exportación comercial

Sistema	GCR	Operador del Sistema Eléctrico Vecino	Nodo	Enlace	Capacidad Total de Transferencia (MW)
BCA	BCA	CAISO – EUA	07IVY-230	7-1 PATH 45	408/800
BCA	BCA	CAISO – EUA	07OMS-230	7-1 PATH 45	408/800
SIN	NES	ERCOT – EUA	06EAP-138	6-01 ENL NES PNE-EAP USA	30/36
SIN	NES	ERCOT – EUA	06LAA-138	6-02 ENL NES CID-LAA USA	100/100
SIN	NES	ERCOT – EUA	06RRD-138	6-03 ENL NES CUF-RRD USA	300/300
SIN	ORI	ETCEE – Guatemala	09LBR-230	_0-19 ENL THP-LBR	240/240
SIN	PEN	BEL - Belice	08BEL-115	8-01 ENL PEN-BEL	50/70

Fuente: Elaboración propia con base en Manual de Importaciones y Exportaciones.

La Ilustración 18 muestra la configuración geográfica de los nodos asociados a las importaciones y exportaciones. En el BCA hay dos nodos de transacciones internacionales que se interconectan con el Sistema Eléctrico Vecino de California (operado por el CAISO), asociados a un sólo enlace. Por otro lado, en el SIN hay cinco nodos en tres GCR, cada uno con un enlace internacional asociado: (i) tres nodos que se interconectan con el Sistema Eléctrico Vecino de Texas (operado por ERCOT) en la GCR NES, (ii) un nodo que se interconecta con el Sistema Eléctrico Vecino en Guatemala (operado por ETCEE) en la GCR ORI, y (iii) un nodo que se interconecta con el Sistema Eléctrico Vecino de Belice (operado por BEL) en la GCR PEN.

Ilustración 18. Mapa sobre los nodos y enlaces internacionales

Fuente: Elaboración propia con base en el Programa de Ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2019-2033.

Desde el 25 de marzo de 2020 y hasta finales de año, el enlace internacional 6-01 ENL NES PNE-EAP USA permaneció abierto[160] tanto para importaciones como para exportaciones (es decir, no se permitió el flujo de energía) para todas las horas durante ese periodo, por lo que no se llevaron a cabo transacciones internacionales en ese enlace.

4.5.2 ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

El 11 de diciembre de 2017 se publicó el Manual, el cual establece los lineamientos y actividades que deberán observar los PM para las transacciones internacionales de energía eléctrica en el SEN a través del MEM.

De la implementación del Manual se destacan tres aspectos relevantes: (i) el cambio en los incentivos en las transacciones de los nodos de importación y exportación, brindó sensibilidad a los PML del SEN porque los PM ofertan a un precio que están dispuestos a recibir (o a pagar) en vez de un precio piso (o precio tope); (ii) la restricción del

[160] Un enlace se considera abierto cuando su límite de transmisión es menor a 1 MW.

neteo, es decir, el cálculo del flujo en los enlaces internacionales antes del contraste con los límites de transmisión, lo que produce errores de asignación durante las horas en que los enlaces se saturan, y (iii) los programas de importación y exportación asignados en el MDA se consideran fijos en el MTR, lo que propicia desviaciones en los PML entre los procesos de mercado.

4.5.2.1 SENSIBILIDAD DE LOS PML

La implementación del Manual permitió que los PML del SEN sean sensibles a los precios de las ofertas de transacciones internacionales en los nodos donde se llevan a cabo. En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018,[161] se señaló que previo a la entrada en vigor del Manual, las ofertas de los importadores se concentraban muy cerca del precio piso debido a los incentivos inducidos. El Manual eliminó dichos incentivos y, a partir de su implementación, el precio de las ofertas se concentró entre $0/MWh y $2,000/MWh e induce incentivos que permiten una asignación eficiente aun cuando existe saturación en los enlaces internacionales.

La implementación del Manual inició en diciembre de 2017 e incluye medidas relevantes especialmente en los casos en que se saturan los enlaces y se limita la transmisión.

Previo a la implementación del Manual, el precio aplicable para los importadores era el precio en el Punto de Recepción,[162] aun cuando un límite de transferencia hacía imposible que la cantidad ofertada a ese precio fuera transmitida. En el caso en que se alcanzara el límite de transmisión del enlace, las ofertas se asignaban con una regla de proporcionalidad. Con este esquema, los PM tenían incentivos para ofrecer precio piso en sus ofertas de importación para ser asignados, saturar el enlace y recibir el precio, determinado en el Punto de Recepción.

En cambio, el Manual incluye medidas relevantes especialmente en los casos en que se saturan los enlaces y se limita la transmisión: los importadores presentan ofertas en el Punto de Entrega[163] y los exportadores en el Punto de Recepción, y los precios aplicables para cada transacción son aquellos en donde presentan su oferta. Cuando el enlace está saturado, se asignan las ofertas y a los importadores se les paga el precio que se determina en el Punto de Entrega.

4.5.2.2 RESTRICCIONES AL NETEO

El neteo consiste en el cálculo del flujo total en el enlace previo al contraste con los límites de transmisión. El Manual no permite el neteo lo cual, en combinación con la decisión del Operador de igualar los precios de importación y exportación, puede generar desequilibrios que producen asignaciones ineficientes debido a que en ocasiones la capacidad del enlace no se utilizará completamente. El numeral 5.1.4, inciso (vi), del Manual establece que, cuando las importaciones o las exportaciones rebasen la Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible, las ofertas serán marginales y éstas determinarán el precio:

> *[…], cuando las ofertas de venta para importación o de compra para exportación rebasan la Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible, el criterio usado para asignar el programa será el precio de las ofertas, y el precio que el Mercado Eléctrico Mayorista paga por importaciones o cobra por exportaciones será el precio de la oferta marginal que se asigne.*

[161] Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/reportes-sobre-el-desempeno-y-la-evaluacion-del-mercado-electrico-mayorista

[162] NodoP donde la energía eléctrica o Servicios Conexos se retiran del SEN como resultado de su exportación, de conformidad con la Base 2.1.108 de las BME y el numeral 5.1.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones.

[163] NodoP donde la energía eléctrica o Servicios Conexos se inyectan al SEN para la importación, de conformidad con la Base 2.1.107 de las BME y el numeral 5.1.2 del Manual de Importaciones y Exportaciones.

La Base 10.5.2, inciso (f), de las BME permite al CENACE (sin que implique una obligación), realizar un neteo entre Ofertas de Compra y Venta en los nodos de importación/exportación:

> *En caso de existir ofertas de venta (a partir de la importación) a un precio menor a los precios de compra (para exportación), el resultado del Mercado del Día en Adelanto puede incluir la importación y exportación simultáneamente sobre un mismo enlace. No obstante, el CENACE no está obligado a asignar programas de compra y venta que se compensan entre sí con la finalidad de aceptar una cantidad de ofertas que rebase la capacidad del enlace, por lo que el límite en transacciones de importación y el límite en transacciones de exportación se podrán implementar por separado, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.*

La restricción del neteo de las ofertas tiene implicaciones en los resultados del MDA. La Tabla 76 muestra cinco ofertas ficticias (de importación y exportación) y la solución de mercado: PML y la asignación de las ofertas cuando no se implemente el neteo y cuando sí se implemente. La finalidad de este ejercicio es mostrar la incidencia de errores de asignación en el caso en que no se permite el neteo. En este caso ficticio, el recurso marginal del sistema tiene un valor de $3,500/MWh y las ofertas de importación y exportación suceden en un enlace con límite de transmisión de exportación y de importación simétrico, de 100 MW.

Tabla 76. Ofertas y solución de mercado para el caso ficticio de importación y exportación

Tipo de Oferta	Segmento de la oferta incremental (MW)	Precio del segmento de la oferta incremental ($/MWh)	Solución con no neteo		Solución con neteo	
			PML ($/MWh)	Asignación (MW)	PML ($/MWh)	Asignación (MW)
Importación 1	30	1,000	3,500	30	3,200	30
Importación 2	40	2,000	3,500	40	3,200	40
Importación 3	50	3,000	3,500	30	3,200	50
Importación 4	60	3,200	3,500	0	3,200	10
Exportación 1	30	3,500	3,500	30	3,200	30

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de la solución con no neteo, se asignan las ofertas de importación de la 1 a la 3, que acumulan 100 MW y saturan el enlace, y se asigna la oferta de exportación 1 en su totalidad. En este caso, el flujo neto de importación es de 70 MW (100 MW de importación menos 30 MW de exportación) y el PML se fijó por el componente de energía ($3,500/MWh) en el sistema ficticio. La Oferta de importación 4 no está asignada y tiene un precio menor que el PML, por lo que se considera un error de asignación.

En el caso de la solución con neteo se hace el cálculo del flujo previo al contraste con el límite de transmisión. Primero, se asigna totalmente la Oferta de importación 1 y la Oferta de exportación 1, por lo que el flujo neto de importación y de exportación hasta este punto es de 0 MW. Posteriormente, se asignan las ofertas de importación 2 y 3 en su totalidad; en este punto el flujo de importación es de 90 MW. Finalmente, se asigna parcialmente la Oferta de importación 4 con 10 MW, con lo que se satura la capacidad de transmisión de importación. Así, el flujo de importación neto es de 100 MW (se propicia un uso óptimo de la capacidad de transmisión) y el PML se determina por la Oferta de importación 4 ($3,200/MWh), el cual es menor en comparación con el caso de la solución con no neteo.

Debido a las restricciones al neteo pueden ocurrir errores de asignación en las ofertas de importación o exportación, en las horas en las que se satura el enlace en el que se lleva a cabo los intercambios comerciales. En el caso de las

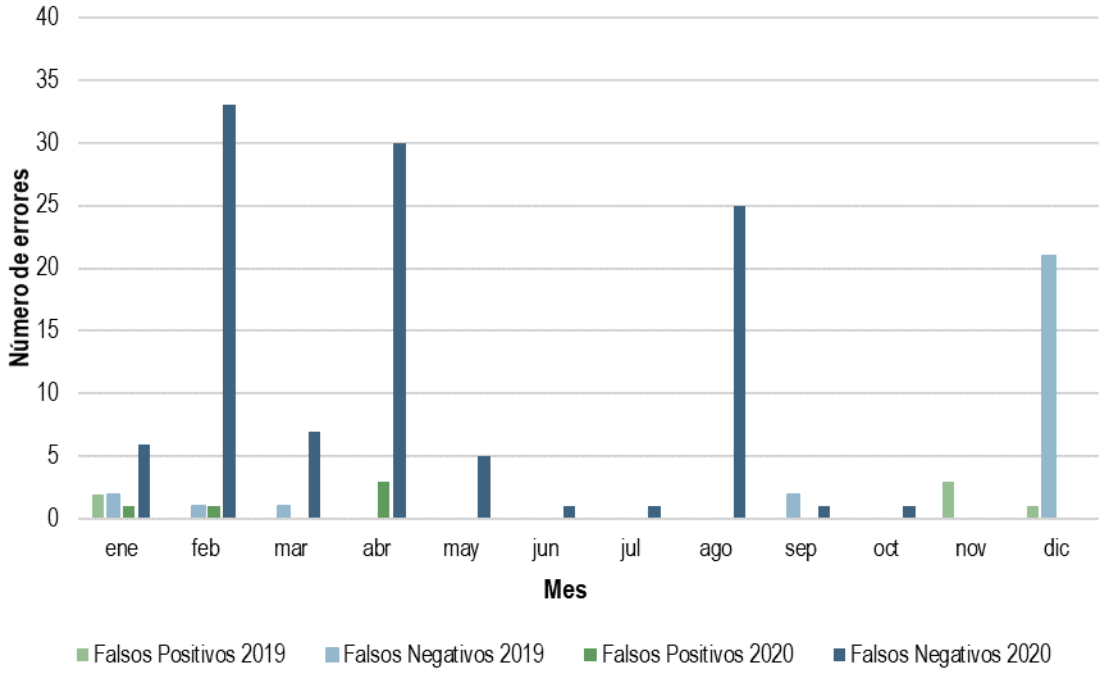
ofertas de importación, se clasifican en dos tipos los errores de asignación: (i) falso positivo, cuando una oferta de importación se asignó, pero que no se debió asignar, debido a que el precio de su oferta fue más alto que el PML (por lo tanto, está fuera de mérito), y (ii) un falso negativo, cuando una oferta de importación no se asignó, pero que se debió asignar, debido a que su precio de oferta es más bajo que el PML. [164]

En seguimiento a los errores de asignación en las ofertas de importación, se observó un incremento en 2020 con respecto a 2019 en el BCA. La mayoría de los errores de asignación en el BCA en ambos años no se asociaron con la restricción al neteo. El SIN, en cambio, presentó una disminución en los errores falsos positivos y falsos negativos. El monto de errores producidos por no neteo en el SIN también disminuyó.

La Gráfica 170 muestra la incidencia de errores de asignación mensual en el BCA. Los errores falsos negativos incrementaron de 27 en 2019 a 110 en 2020, mientras que el monto de falsos positivos se mantuvo estable y con frecuencias bajas (6 en 2019 y 5 en 2020).

En cuanto al SIN, la información se muestra en la Gráfica 171. La magnitud de los errores y frecuencia mensual es mucho mayor que en el BCA; sin embargo, se presentó una reducción significativa de falso negativos (de 1,817 en 2019 a 521 en 2020). Sólo se presentó un error falso positivo en el SIN en 2020. Se destaca que no se presentaron errores de asignación en el enlace 08BEL-115.

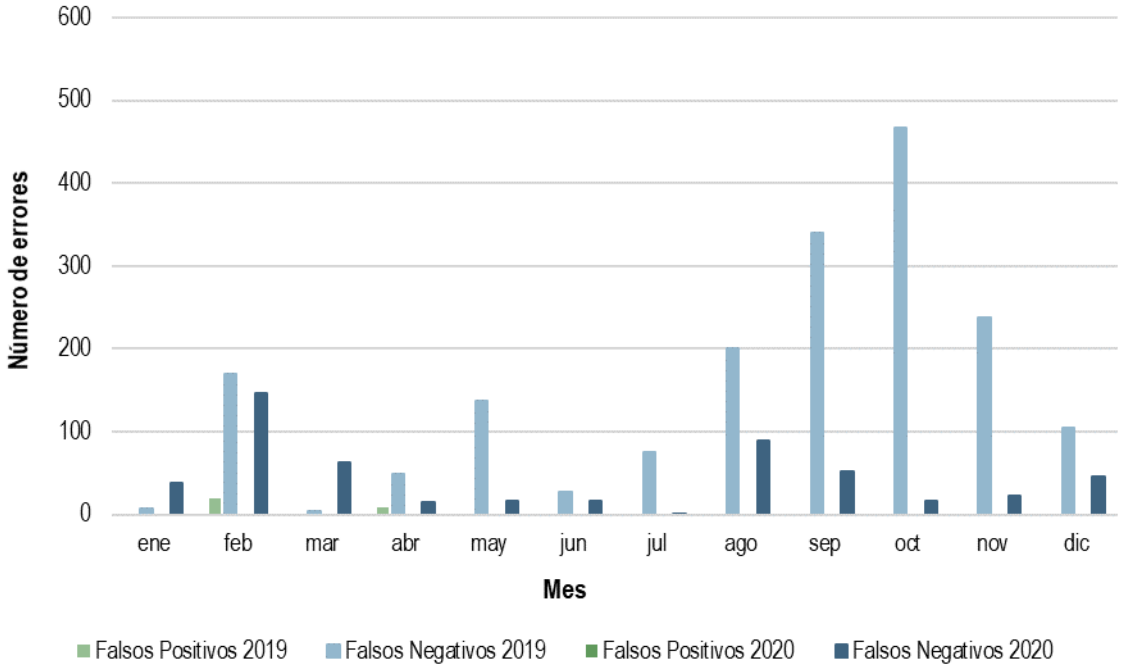
Gráfica 170. Errores de asignación en importaciones en el BCA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[164] La metodología para identificar errores de asignación ha sufrido cambios y mejoras, por lo que los resultados diferirán a los expuestos en reportes anteriores. En particular, recientemente la metodología excluye falsos negativos correspondientes a ofertas que, si bien no se asignaron, marginaron.

Gráfica 171. Errores de asignación en importaciones en el SIN, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Ahora bien, el no neteo sólo puede producir errores de asignación falsos negativos, es decir, que no se asigne una oferta que, por su precio, sí debió ser asignada. Se considera un error de asignación por no neteo a un error falso negativo que ocurre en el nodo asociado a un enlace internacional en una hora en que el enlace está saturado. En la Tabla 77 se muestra el número de errores de asignación por no neteo, por enlace y por GCR. En el BCA sólo 1 de los 33 de los errores estuvieron relacionados con el no neteo de las ofertas en 2019, mientras que en 2020 ninguno estuvo relacionado con el no neteo. Por su parte, el monto total de errores provocados por el no neteo en el SIN se redujo de 495 en 2019 a 155 en 2020. El enlace _0-19 ENL THP-LBR presentó el 69 % de los errores totales en el SIN en 2020 (71 % en 2019), y el monto de errores se redujo de 166 a 112.

Tabla 77. Errores de asignación en importaciones por no neteo, por enlace internacional y GCR, 2019 y 2020

Enlace	Errores por no neteo 2019	Errores por no neteo 2020	GCR	Errores por no neteo 2019	Errores por no neteo 2020
7-1 PATH 45	1	0	BCA	1	0
6-01 ENL NES PNE-EAP USA	38	0	Noreste	329	43
6-03 ENL NES CUF-RRD USA	109	29			
6-02 ENL NES CID-LAA USA	182	14			
_0-19 ENL THP-LBR	166	112	Oriental	166	112

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En cuanto a los errores de asignación en las ofertas de exportación, en el SIN se presentaron 1,698 falsos negativos (691 en 2019) y 4 falsos positivos (36 en 2019); el 73 % de los falsos negativos se produjeron en el nodo 6-03 ENL NES CUF-RRD USA, lo cual se correlaciona con el periodo de mayor demanda y precios altos en ERCOT en los meses de julio y agosto. Del total de falsos negativos del SIN, 1,121 errores se pueden asociar al no neteo de las

ofertas, de los cuales 1,043 ocurrieron específicamente en el nodo 6-03 ENL NES CUF-RRD USA entre julio y agosto de 2020. Por otra parte, en el BCA se presentaron 96 falsos negativos y 4 falsos positivos en ofertas de exportación en 2020 (7 y 11, respectivamente, en 2019); sin embargo, ninguno de estos errores se puede asociar al no neteo de las ofertas.

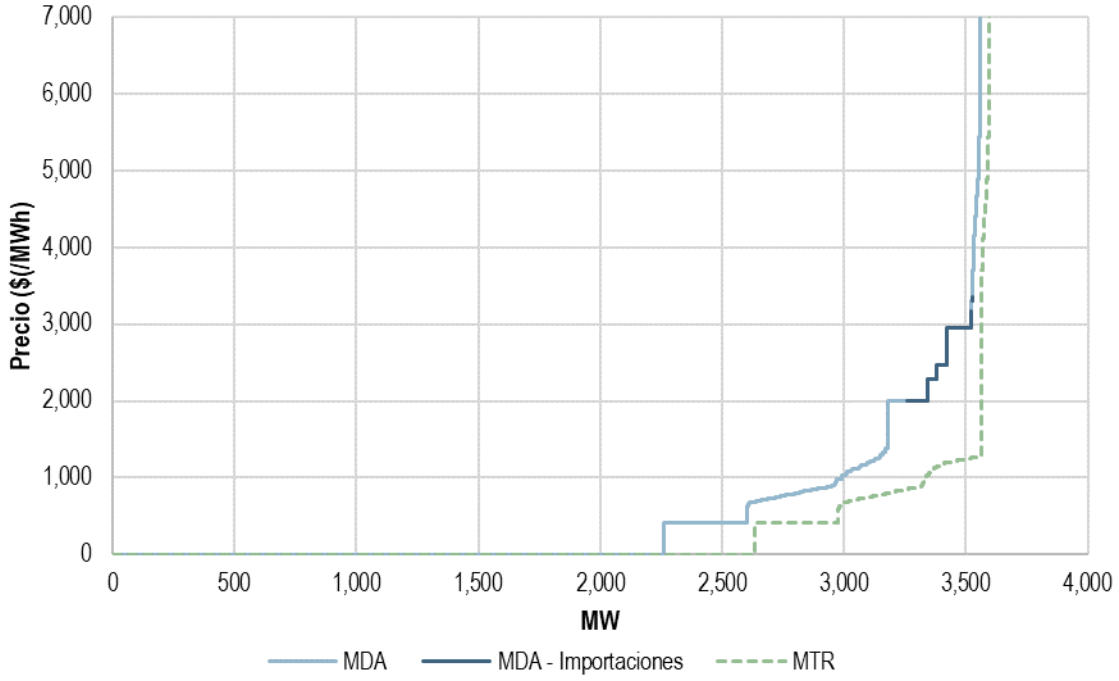
Los falsos positivos y falsos negativos que ocurrieron en horas en que no se saturó el enlace no se relacionaron con el no neteo. Tanto las ofertas de importación y exportación se optimizan en el proceso de asignación y despacho del MDA junto con las ofertas domésticas, por lo que existe otro conjunto de factores ajenos a las ofertas de transacciones internacionales que contribuyen a que existan errores de asignación en el mercado.

4.5.2.3 OFERTAS SIN PRECIO EN EL MTR

De acuerdo con el numeral 6.9.2 del Manual, los programas de importación y exportación asignados en el MDA se considerarán fijos en el MTR, esto trae como resultado que los PML en el MTR sean menores con respecto al MDA. El diferencial de precios es evidente en el BCA, debido a que es frecuente que las importaciones marginen y determinen el precio en todo el sistema.

La Gráfica 172 muestra las diferencias en la curva de oferta de la hora de operación de mayor demanda en el MDA del BCA en 2020. Se utilizó este caso como ejemplo porque muestra la oferta del BCA cuando existen más UCE e importaciones asignadas. Las curvas difieren debido a que en el MDA las ofertas de importación tienen el precio ofertado por los PM, pero en el MTR, dado que se consideran programas fijos, no tienen precio (en la Gráfica 172, la energía sin precio se visualiza como ofertas con precio $0/MWh). En consecuencia, la energía base incrementa en el MTR, por lo que la oferta con precio mayor que $0/MWh se asigna a niveles de energía mayores a los 2,500 MW, mientras que en el MDA fue a partir de los 2,260 MW (la curva de oferta del MTR se desplaza a la derecha). En consecuencia, se observa que los precios para un mismo nivel de generación (MW) son más altos en el MDA que en el MTR.

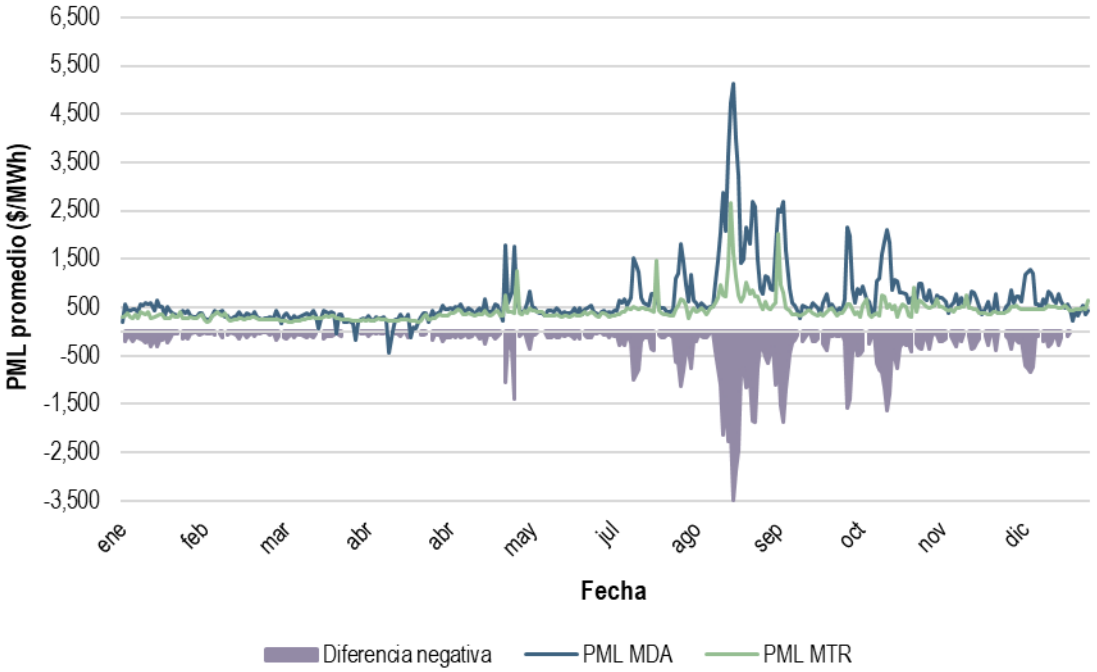
Gráfica 172. Curvas de oferta de asignación en el MDA y MTR del BCA, en la hora 16 del 7 de septiembre de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 173 muestra los PML en el MDA y MTR, así como las diferencias nominales negativas (cuando el PML del MTR fue menor al PML del MDA) en el BCA. El PML promedio diario en el MTR fue inferior al MDA en 321 días (88.8 % del año) de 2020, las mayores diferencias negativas se concentraron en el segundo semestre del año.

Gráfica 173. PML promedios diarios en el MDA y MTR del BCA, 2020



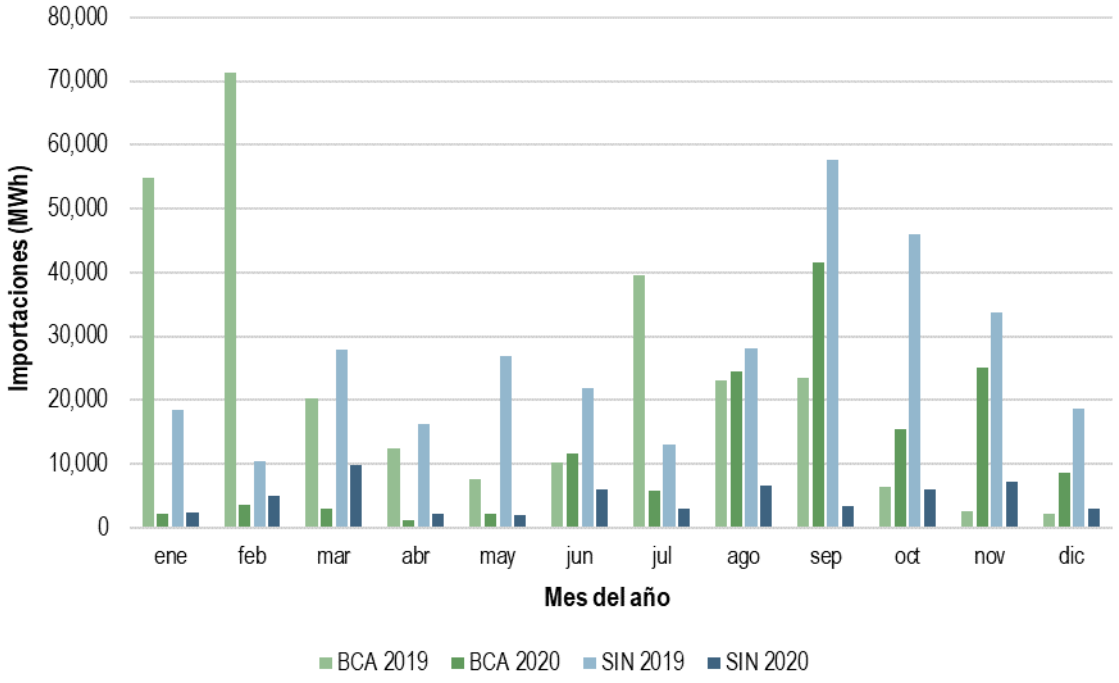
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 174 muestra las importaciones asignadas en el MDA cuyo precio ofertado fue mayor que el PML en el MTR por fecha, hora y nodo en que se asignaron las ofertas. A estas importaciones se les denomina fuera de mérito en el MDA con respecto a los PML en el MTR.

En el BCA el monto de energía importada fuera de mérito con respecto al MTR fue mayor en 2020 (274 GWh) que en 2019 (144 GWh). No obstante, se observa que la mayoría de las importaciones fuera de mérito en 2019 se dieron entre enero y julio (79 %); mientras que para 2020, las importaciones fuera de mérito en el MDA con respecto a los precios en el MTR fueron mayores entre junio y diciembre (92 %), en congruencia con lo que se muestra en la Gráfica 173. En el SIN el monto de importaciones fuera de mérito en el MDA se redujo considerablemente en 2020 en comparación con 2019. El 56.9 % de estas importaciones provino de la GCR NES y el 43.1 % restante de la GCR ORI.

Durante 2020 las importaciones fuera de mérito en el BCA representaron el 74 % del monto total, mientras que en el SIN representaron el 34 % (en el 2019, fueron el 61 % en el BCA y 20 % en el SIN).

Gráfica 174. Importaciones fuera de mérito, MDA respecto del PML en MTR, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.5.3 INCUMPLIMIENTOS DE ENERGÍA POR IMPORTACIONES

Los incumplimientos de energía por importaciones se entienden como la cantidad asignada de energía en el MDA no entregada por los PM en el MTR. Los compromisos adquiridos por los importadores en el MDA no tienen carácter vinculante hasta la presentación de la etiqueta electrónica. En el tiempo entre la publicación de las asignaciones y la presentación de la etiqueta electrónica por parte de los PM, éstos pueden observar el PML que se les asignó y actualizar sus expectativas de viabilidad o conveniencia económica, dadas las asignaciones que tuvo en el CAISO y el BCA.

La entrega de la energía resultaría inconveniente para el PM en el sentido económico si el PML es mayor en el CAISO que en el BCA.[165] Por otro lado, en ocasiones, la entrega de la asignación del MDA en el BCA puede resultar inviable para el PM, debido al rechazo de la oferta por parte del CAISO, sin embargo, esta información es reservada a este operador.

La Tabla 78 muestra los incumplimientos de energía total por mes, así como el incumplimiento máximo por un solo PM (que incluye los incumplimientos del PM en ambos sistemas). En el SIN se observa un decremento de 71.2 % en 2020 con respecto a 2019, mientras que en el BCA incrementaron en 263.9 %. La mayor parte de los incumplimientos en el BCA ocurrieron entre agosto y octubre, meses en que se presentaron demandas altas en los sistemas y PML atípicamente altos en el CAISO.

[165] La energía asignada en el MDA y no entregada en el MTR debe ser pagada por los PM al PML determinado en el MTR. Por lo tanto, si bien el diferencial de PML del CAISO y BCA en el MDA y la asignación proveen de información al PM, los incentivos reales para incumplir dependerán de los PML en el MTR (que estarán disponibles 7 días después del Día de Operación). Además, deberán considerarse los costos por transacción internacional.

Tabla 78. Incumplimiento máximo por PM e incumplimiento total por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Mes	Incumplimiento máximo de un PM (MWh)		Incumplimiento total (MWh)			
			SIN		BCA	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
Enero	903	1,185	2,428	363	555	1,207
Febrero	350	128	1,183	136	676	89
Marzo	470	553	930	919	63	123
Abril	1,026	287	2,477	70	541	423
Mayo	556	830	1,698	593	85	579
Junio	386	1,751	705	599	144	2,016
Julio	322	795	1,095	174	265	705
Agosto	2,027	2,504	7,392	1,084	241	2,340
Septiembre	1,059	1,132	4,996	846	603	1,141
Octubre	238	942	793	505	27	1,563
Noviembre	250	1,072	915	1,914	14	289
Diciembre	138	1,730	587	60	166	1,826
Total			**25,199**	**7,263**	**3,380**	**12,301**

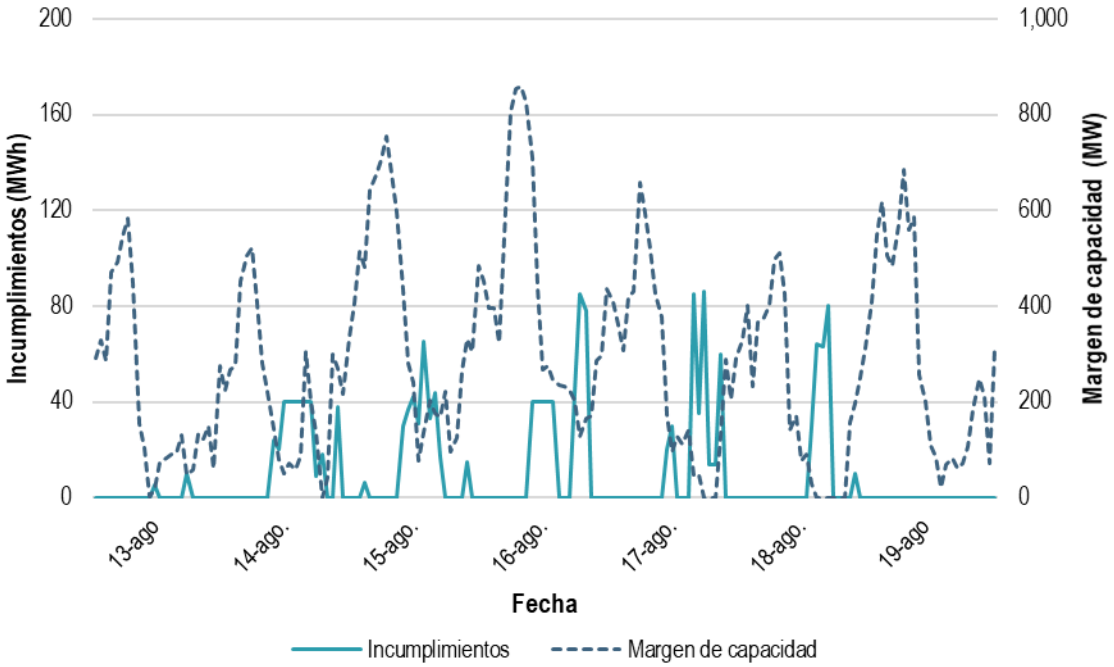
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el numeral 7.2.6, inciso (b) subinciso (ii) del Manual, se establece un límite de 2,400 MWh de incumplimientos de entrega de energía por mes y PM antes de incurrir en penalizaciones. En agosto de 2020, la Confiabilidad del BCA se vio afectada al presentarse 2,340 MWh de incumplimientos, de los cuales, 2,051 MWh (es decir, el 87 % de los incumplimientos de ese sistema) provinieron del PM173. Si se considera la falta de entrega de energía en el SIN y el BCA, en agosto de 2020 dicho PM superó el umbral señalado en el Manual, pues no entregó 2,504 MWh de energía; sin embargo, si se contabiliza únicamente el incumplimiento en el BCA, el límite no es rebasado.

Los incumplimientos de entrega de energía en el BCA ocurrieron en el contexto de escasez de recursos de generación en el CAISO entre el 13 y 19 de agosto de 2020.[166] Como se muestra en la Gráfica 175, el margen de capacidad en el MDA presentó valores bajos durante varias horas en las que ocurrieron los incumplimientos del 17 y 18 de agosto, cuando las condiciones del sistema fueron críticas. Como consecuencia de los incumplimientos de entrega de energía por importación, el BCA tuvo que realizar importaciones por Confiabilidad por un total de 162 MWh promedio por hora entre el 13 y 19 de agosto. Sin embargo, incluso con las importaciones por Confiabilidad, no se cumplieron los requerimientos de reserva en 8 ocasiones por hasta 137 MW (de 324 MW correspondientes a los requerimientos totales de reservas).

[166] El CAISO publicó notificaciones sobre la escasez en su sitio web, con llamados a la reducción en el consumo por parte de la población, para las fechas entre el 13 y el 19 de agosto. Fuente: CAISO. (2020). CAISO Grid Restricted Maintenance Operations. 2020-08-21 & CAISO Grid Stage 2 System Emergency Notice. 2020-08-17. Disponible en: http://www.caiso.com/informed/Pages/Notifications/AWENoticeLog.aspx

Gráfica 175. Margen de capacidad e incumplimientos del BCA, del 13 al 19 de agosto de 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.5.4 TRANSACCIONES INTERNACIONALES COMO FACTORES DETERMINANTES DE LOS PML

A continuación, se analiza el rol de las ofertas de importación y exportación en la determinación de los PML de los sistemas en que éstas se llevan a cabo. Se observaron dos escenarios en que las transacciones internacionales son factores relevantes: i) los casos en que existe escasez de recursos de generación respecto de la demanda, por lo que las importaciones son esenciales en el BCA, y ii) los casos en que existen excedentes de generación debido a la falta de flexibilidad operativa en el BCA y en la GCR NES.

Los nodos que se interconectan con los Sistemas Eléctricos Vecinos de Belice y Guatemala no tuvieron impactos regulares en el SEN, por lo que no se discuten en esta sección.

4.5.4.1 ESCASEZ DE CAPACIDAD

Durante las horas en que se presenta escasez de capacidad, el BCA debe recurrir a importaciones para satisfacer la demanda y evitar los costos marginales por cortes de energía, aumentando la probabilidad de que marginen costos mayores.

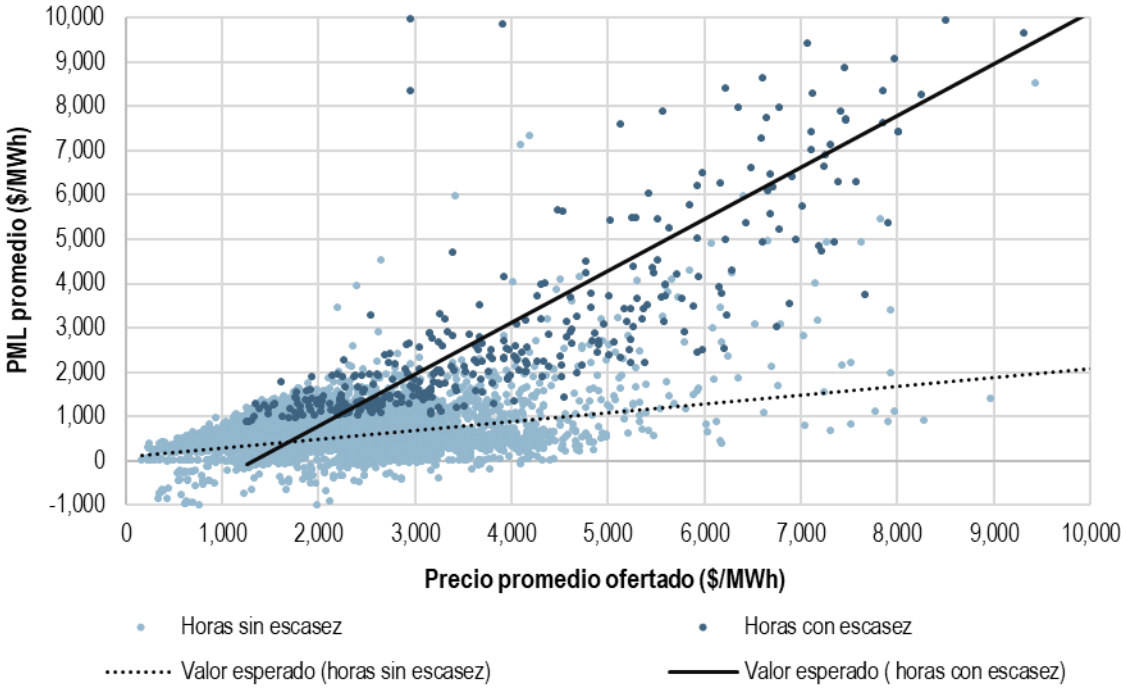
Se analizaron los PML promedio y los precios promedio de las ofertas de importación en el BCA en las horas con escasez y en las horas sin escasez de 2020, para documentar la influencia que tienen las ofertas de importación en los PML del BCA cuando la capacidad de generación no puede cubrir la demanda. Se consideraron horas con escasez a las horas en que la demanda doméstica fue mayor que el 90 % de la capacidad neta, con la finalidad de contar con una muestra lo suficientemente grande y presentar resultados estadísticamente robustos.

En la Gráfica 176 se muestra que, durante las horas con escasez, los PML fueron más sensibles al nivel promedio de los precios de las ofertas de importación. Para todo nivel promedio de precios de ofertas de importación por encima de $1,500/MWh, el valor esperado del PML es mayor durante las horas con escasez que durante las horas sin escasez. Se observa que durante 2020, el 68 % de los precios promedio de ofertas de importación en horas con escasez estuvo

por debajo de $5,000/MWh (en contraste con el 95 % en 2019) y el máximo fue el precio tope de $10,060/MWh ($7,998/MWh en 2019).

A pesar de que en 2020 disminuyó la frecuencia de horas con escasez (382 horas en contraste con 2019, en que se presentaron 684), el valor promedio de PML fue mayor en 2020 que en 2019 (precios promedio superiores que $2,000/MWh). En consecuencia, las importaciones marginaron con valores promedio de $1,406/MWh en 2020, mientras que el valor promedio fue de $1,225/MWh en 2019.

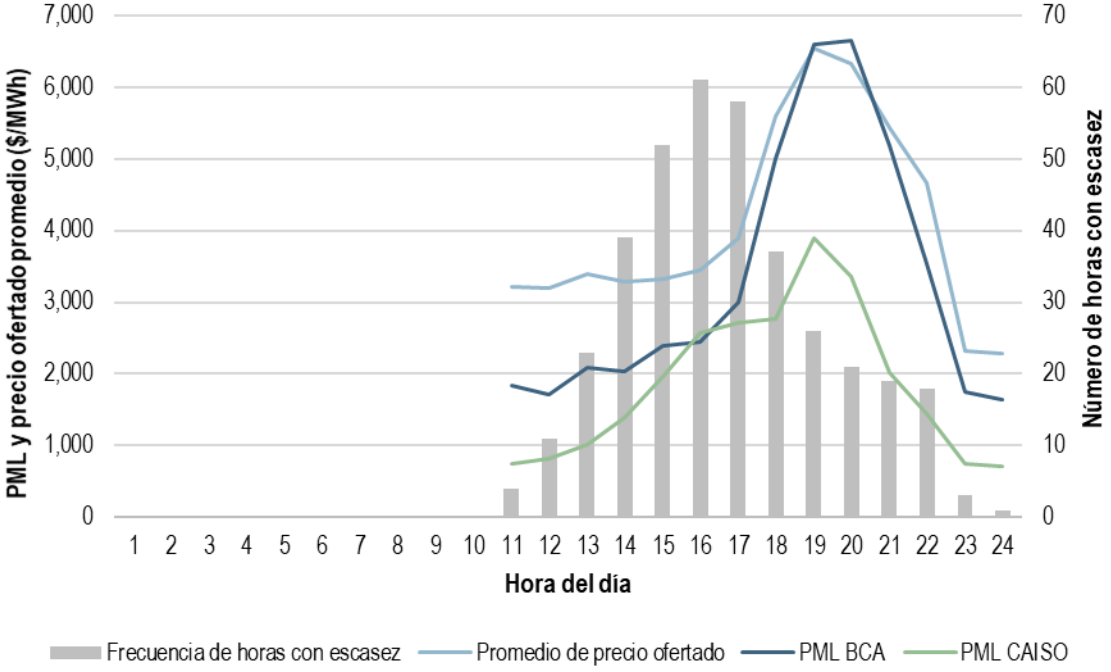
Gráfica 176. PML y precios de las ofertas de importación en el MDA del BCA, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 177 muestra la relación que tienen los PML promedio en el CAISO (en los nodos de importación y exportación) y el precio promedio de las ofertas de importación por hora del día. Asimismo, se verifica la relación que tienen los precios de las ofertas con el PML del BCA. El 97.8 % de las horas con escasez ocurrieron entre las 12 y las 22 horas del día.

Gráfica 177. PML promedio en el BCA y el CAISO, y precios promedio de las ofertas de importación en las horas con escasez en el BCA, 2020

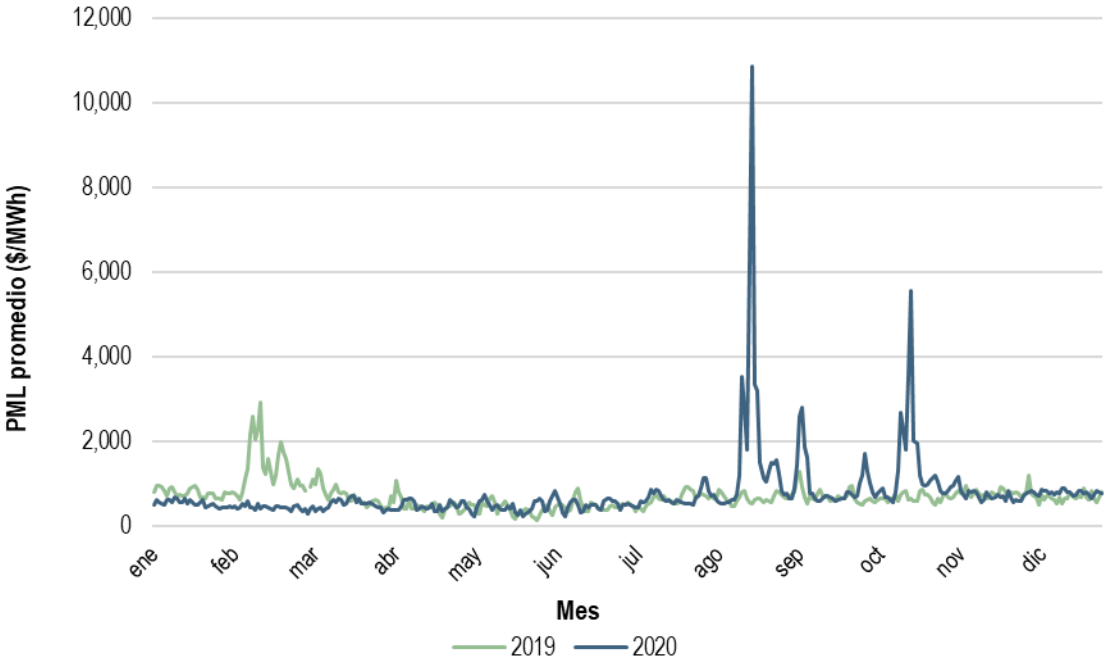


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Durante 2020 se presentaron 382 horas con escasez, de las cuales 367 (95 %) ocurrieron entre julio y octubre. Así, los precios de las ofertas de importación no sólo tienen una relación más estrecha con el PML (ver Gráfica 176), sino que también corresponden a precios más altos, por coincidir con la temporada de demanda alta (y precios altos) en el CAISO.

Cabe mencionar que los precios de las ofertas de importación son afectados por los precios que enfrentan los PM en el CAISO. En la Gráfica 178 se muestran los PML foráneos para los nodos de transacciones internacionales. En general, los PML en el CAISO fueron menores en 2020 que en 2019 entre enero y julio; sin embargo, como consecuencia de los eventos de escasez de recursos de generación en el CAISO, el PML fue mayor entre agosto y octubre de 2020 que en el mismo periodo de 2019, meses en los que también se presentaron los incumplimientos de energía por importaciones.

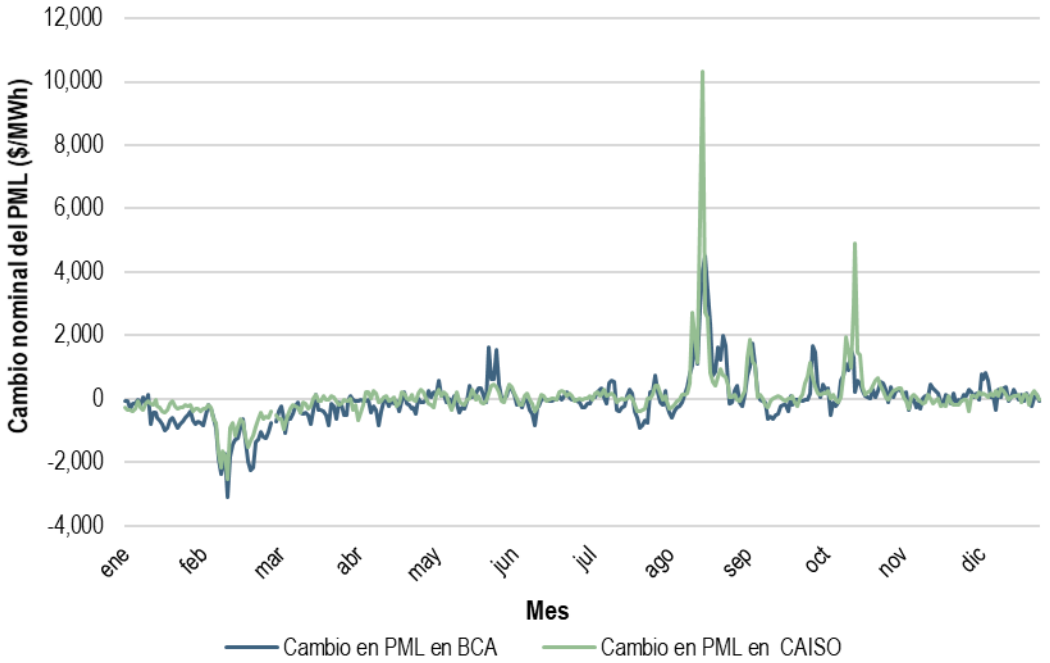
Gráfica 178. Precios del CAISO en los nodos de importación del BCA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

De la misma forma, se observa la relación entre el PML promedio del BCA y el PML promedio del CAISO, lo cual confirma que el BCA es un sistema dependiente de las transacciones internacionales y altamente sensible a los precios de estos intercambios comerciales. En la Gráfica 179 se muestra el cambio nominal en los PML para ambos sistemas en 2020 con respecto a 2019, ante escenarios de escasez de capacidad (julio y octubre) y escenarios de menor demanda por la falta de flexibilidad operativa (enero y abril) como se aborda en el siguiente apartado.

Gráfica 179. Cambio nominal en los PML promedio diarios en 2020 con respecto a 2019 en el BCA



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

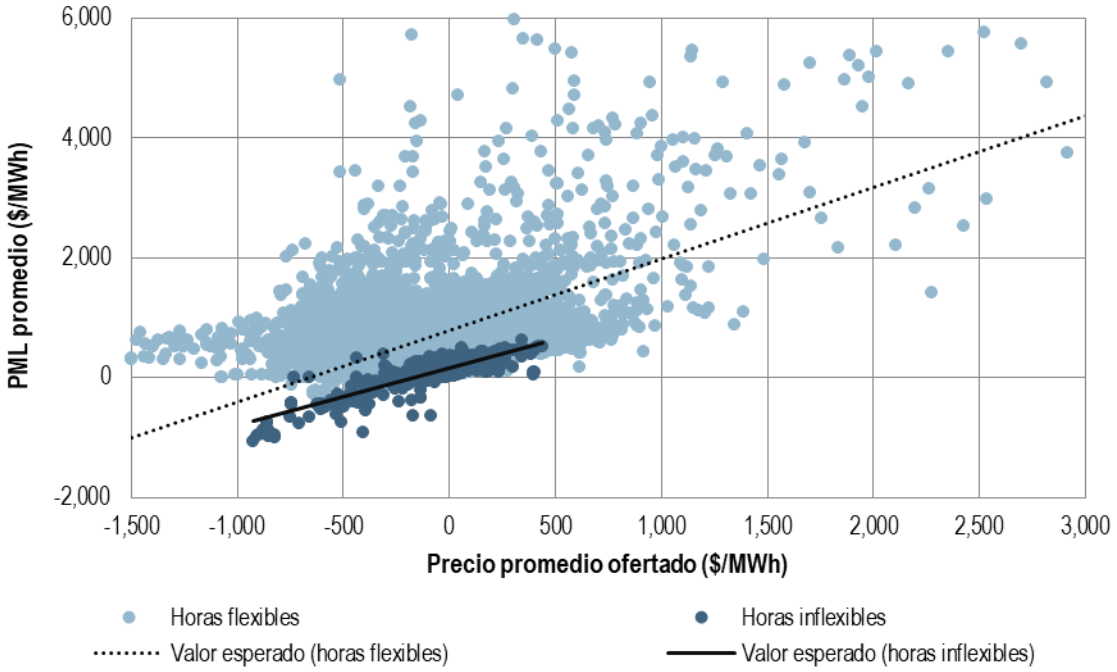
4.5.4.2 FALTA DE FLEXIBILIDAD OPERATIVA

Otra forma de explicar el impacto de las ofertas de transacciones internacionales en el PML del BCA es mediante el análisis de la falta de flexibilidad operativa de la oferta doméstica. Cuando la generación correspondiente a la energía base (que necesariamente debe ser despachada) y la asignación de exportaciones (a precios bajos) es mayor que la demanda doméstica, entonces se observan precios bajos, o incluso negativos debido a la necesidad de realizar exportaciones. Esto sucede particularmente en las horas con menor demanda.

Una hora inflexible se define como la hora en que la energía base es mayor que la demanda doméstica, obligando así la asignación de ofertas de exportación. En la Gráfica 180 se observa que, en las horas inflexibles, el precio de las ofertas y los PML son menores que en las horas flexibles y que, en consecuencia, los PML son más sensibles al nivel promedio de los precios de las ofertas de exportación en las horas inflexibles que en las horas flexibles.

Para cualquier nivel de promedio de precios de ofertas de exportación, el valor esperado de PML es menor durante las horas inflexibles que durante las horas flexibles. Además, durante las horas inflexibles, las exportaciones marginaron el 29 % de las horas (contra el 5 % de las horas flexibles). El comportamiento de los precios de exportación promedio en relación con el PML fue similar en 2019 y 2020.

Gráfica 180. PML y precios de las ofertas de exportación en el MDA del BCA, 2020



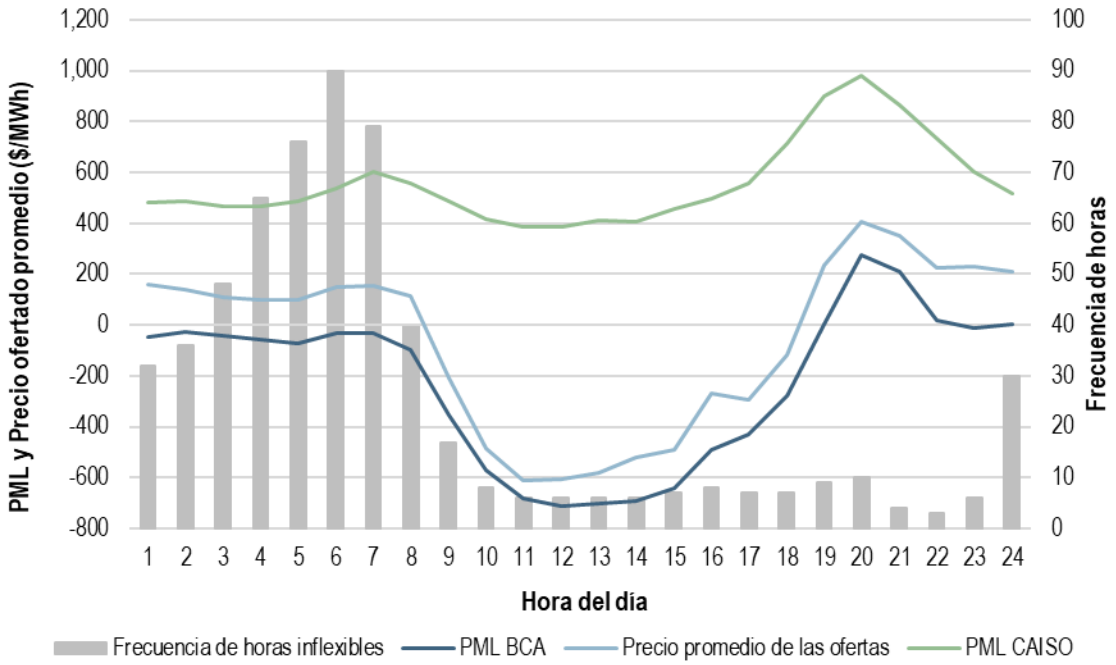
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 181 muestra la relación que tienen los PML promedio en el CAISO (en los nodos de importación y exportación) y el precio promedio de las ofertas de exportación por hora del día. Adicionalmente se observa la relación que tienen los precios promedio de las ofertas con el PML promedio en el BCA. Se presentó inflexibilidad en todas las horas del día, aunque la mayoría de las horas de inflexibilidad ocurren antes de la hora 9. También se observa una banda de ganancia constante por arbitraje[167] de exportación durante las horas inflexibles (el PML del BCA siempre es menor que en el CAISO).

En 2020 se presentaron 704 horas inflexibles (contra 562 en 2019), 353 ocurrieron en marzo y abril (meses en los que se presentó la mayor caída de la demanda de energía en el BCA), es decir el 50.1 % (contra el 33% en 2019). Asimismo, durante los cinco meses de alta demanda (mayo a septiembre), sólo ocurrieron 97 horas inflexibles, la mayoría de ellas sucedieron en septiembre (43 horas) debido al incremento de la generación CIL, NP y RN.

[167] En los análisis de esta sección no se consideran costos adicionales por transacciones internacionales respecto de las transacciones de energía locales, por ejemplo, tarifas.

Gráfica 181. PML promedio en el BCA y CAISO, y precios promedio de las ofertas de exportación en las horas inflexibles en el BCA, 2020



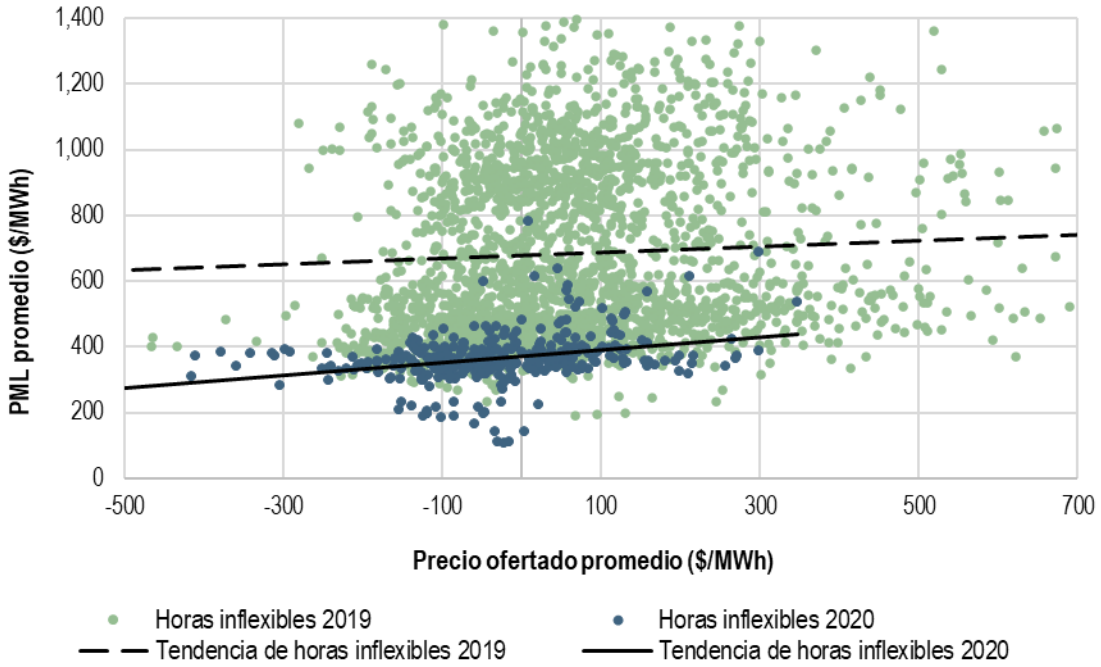
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien durante 2020 no se encontraron evidencias de que las importaciones en la GCR NES afectaran al SIN en horas de escasez, (esto se explica porque la capacidad de transmisión es suficiente para distribuir la energía base al resto del sistema), se encontraron evidencias de afectaciones de precios de exportaciones en horas inflexibles en esta GCR, en comparación con 2019. La Gráfica 182 muestra los precios promedio de las ofertas de exportación asociados con el PML en la GCR NES, durante las horas inflexibles de 2019 y 2020.

En primer lugar, se observa que las ofertas de exportación se concentraron en precios menores a los $300/MWh y en todas las ocasiones determinaron PML menores que $800/MWh; mientras que en 2019 la dispersión en ambas dimensiones fue mayor. En segundo lugar, se observa una menor variación alrededor de los valores esperados (representados por la línea de tendencia) en 2020 que en 2019. Finalmente, se observa un valor esperado menor para todos los valores promedio de precios de exportación en 2020 que en 2019.

La Tabla 79 complementa la información de la Gráfica 182, mostrando que las exportaciones marginaron con mayor frecuencia y a precios en promedio menores en 2020 que en 2019, con la excepción de agosto de 2020.

Gráfica 182. PML promedio horarios y precios promedio horarios de las ofertas de exportación en el MDA de la GCR NES, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 79. Horas con exportaciones marginales y su precio promedio en la GCR NES, 2019 y 2020

Mes	Horas de exportaciones marginales		Precio promedio de las exportaciones marginales ($/MWh)	
	2019	2020	2019	2020
Enero	17	80	727	448
Febrero	1	41	550	364
Marzo	72	66	853	691
Abril	34	46	692	926
Mayo	22	79	550	891
Junio	19	60	996	730
Julio	5	58	850	720
Agosto	26	91	2,533	8,106
Septiembre	101	25	9,749	721
Octubre	71	100	2,702	1,032
Noviembre	59	20	764	1,007
Diciembre	46	8	409	462
Total horas / Promedio precio	473	674	1,781	1,342

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.5.5 COMPETENCIA EN LOS NODOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

4.5.5.1 COMPORTAMIENTO DE LAS OFERTAS DE IMPORTACIÓN

Con base en el análisis previo, se puede decir que las ofertas de transacciones internacionales en el BCA tienen mayor influencia sobre la determinación de los PML en este sistema. Este apartado analiza el cambio de comportamiento de las ofertas en términos del cambio de los incentivos.

Las horas de arbitraje por importación se definen como las horas-nodo en que el PML es mayor en el BCA que en el CAISO, sin considerar los costos adicionales por transacciones internacionales. Frente a las posibles ganancias de ofrecer energía por el diferencial de precios, se considera una hora de arbitraje como un entorno favorable para que los PM muestren comportamiento competitivo traducido en mayor energía ofertada a menores precios en el mercado de importación en el BCA.[168] Las horas de arbitraje por importación se redujeron en 2020 con respecto a 2019 (ver Tabla 80), lo cual se relaciona con el incremento de precios en el CAISO relativos al BCA, como se muestra en la Gráfica 179, en particular en los primeros cuatro meses del año. En consecuencia, las horas de arbitraje por exportación, sin considerar costos de transacción internacional, incrementaron.

Tabla 80. Frecuencia de horas-nodo con posibilidad de arbitraje por importación en el BCA, 2019 y 2020

Mes	Número de horas con arbitraje 2019	Número de horas con arbitraje 2020	Porcentaje de horas con arbitraje 2019	Porcentaje de horas con arbitraje 2020
Enero	1,007	493	5.7	2.8
Febrero	1,001	416	5.7	2.4
Marzo	667	308	3.8	1.8
Abril	615	285	3.5	1.6
Mayo	658	760	3.8	4.3
Junio	688	517	3.9	3.0
Julio	959	733	5.5	4.2
Agosto	1,014	915	5.8	5.2
Septiembre	846	531	4.8	3.0
Octubre	538	570	3.1	3.3
Noviembre	330	430	1.9	2.5
Diciembre	426	453	2.4	2.6
Total	**8,749**	**6,411**	**49.9**	**36.6**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

A pesar de la disminución de las horas de arbitraje por importación, el comportamiento de las ofertas de importación fue similar entre 2019 y 2020 (ver Gráfica 183).[169]

En cuanto a los PML, estos fueron 41 % y 43 % menores, en el CAISO y el BCA, respectivamente, en el primer cuatrimestre de 2020 en relación con el mismo periodo de 2019. En ese lapso se observó el 64 % de las reducciones en las horas de arbitraje por importación. En cambio, de julio a octubre de 2020, los PML en ambos sistemas en promedio fueron mayores a los PML de los mismos meses de 2019, ello se debió a la recuperación en la demanda y

[168] Cabe destacar que siempre que el valor absoluto diferencial de precios entre BCA y CAISO sea mayor que los costos por transacción internacional existirán oportunidades de arbitraje en el mercado de importación o exportación.

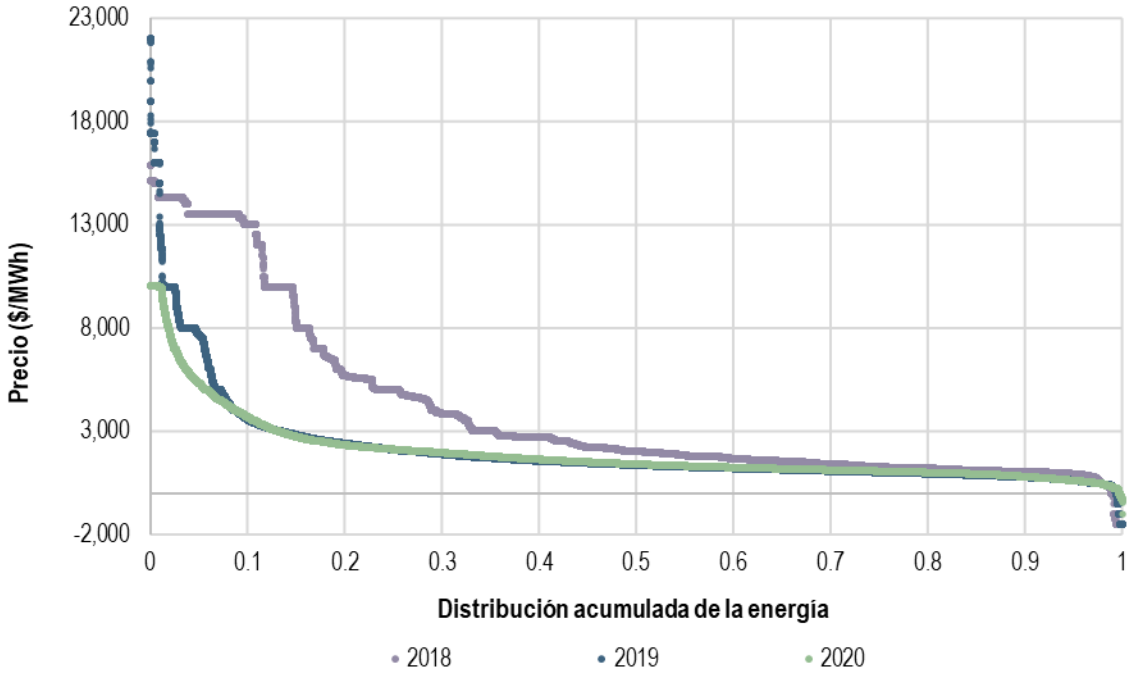
[169] El análisis de las curvas de duración de las ofertas de importación en el BCA se prioriza sobre el análisis de las ofertas de exportación debido a que 1) como se observa en la Gráfica 183, los precios de las ofertas de exportación tienden a concentrarse en niveles bajos y con mayor uniformidad que en el caso de las importaciones, más aún en los casos en que tienen mayor influencia (horas inflexibles) debido a que la estrategia recurrente de los PM es presentar ofertas de compra a precios cercanos al cero, y 2) no se presentaron cambios relevantes en este mercado en 2020 respecto de 2019. En conjunto, se concluye que las ofertas de exportación son poco sensibles a los cambios en las condiciones de los PML.

la escasez de recursos de generación en el CAISO agosto, mes en el que se observaron los PML máximos del año y el máximo de horas de arbitraje por importación.

En este sentido, por un lado, se observó una baja en los incentivos por hacer ofertas de importación al BCA debido a la disminución de horas de arbitraje por importación y, con ello, se impulsó al alza los precios de las ofertas de importación; por otra parte, también disminuyó el costo de oportunidad por ofertar energía en el CAISO debido a la disminución del PML, lo cual impulsó a la baja los precios de las ofertas de exportación.

Entre junio y septiembre, hubo cambios en el sentido inverso: los PML en el CAISO en 2020 estuvieron por encima de los de 2019; sin embargo, también crecieron los PML en el BCA e incrementaron los incentivos por importar, por lo que los efectos en los incentivos de cambiar los precios de las ofertas se contrarrestan.

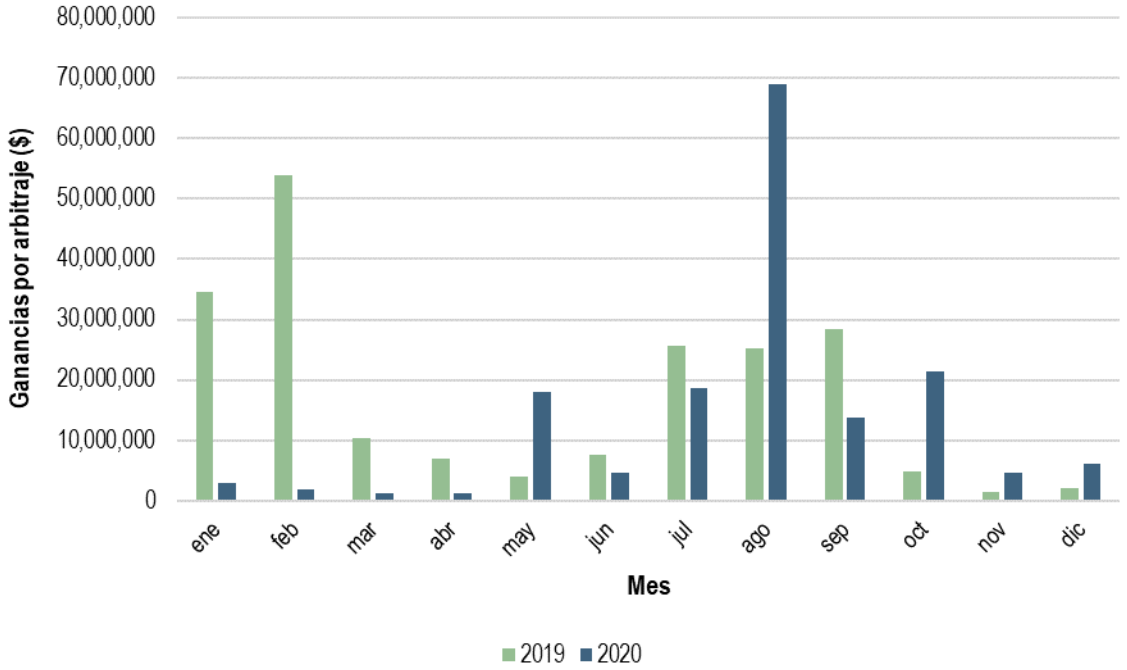
Gráfica 183. Curva de duración de las ofertas de importación en los nodos de transacciones internacionales del BCA, 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El comportamiento similar de los PML en el BCA y el CAISO produjo disminuciones importantes en la rentabilidad del arbitraje por importación en los primeros meses del año, con excepción de agosto, en línea con los incrementos en los PML del BCA y el CAISO, y los mecanismos de asignación en el MDA (ver Gráfica 184). En el agregado, las ganancias por arbitraje disminuyeron en un 20.2 % en 2020 con respecto a 2019.

Gráfica 184. Ganancias por arbitraje en importaciones en el BCA, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Asimismo, las ganancias promedio por arbitraje incrementaron en promedio en 29.1 %, esto debido al menor volumen de importaciones (en 2020 se importó 52.2 % menos energía que en 2019) y la escasez de capacidad del CAISO agosto de 2020 (ver Tabla 81).

Tabla 81. Ganancias promedio por arbitraje en el MDA del BCA, 2019 y 2020

Mes	Ganancias por arbitraje ($/MWh)	
	2019	2020
Enero	519	317
Febrero	610	267
Marzo	438	218
Abril	361	286
Mayo	430	929
Junio	476	332
Julio	503	759
Agosto	357	1,573
Septiembre	520	847
Octubre	629	1,040
Noviembre	572	424
Diciembre	368	474
Promedio anual	**482**	**622**

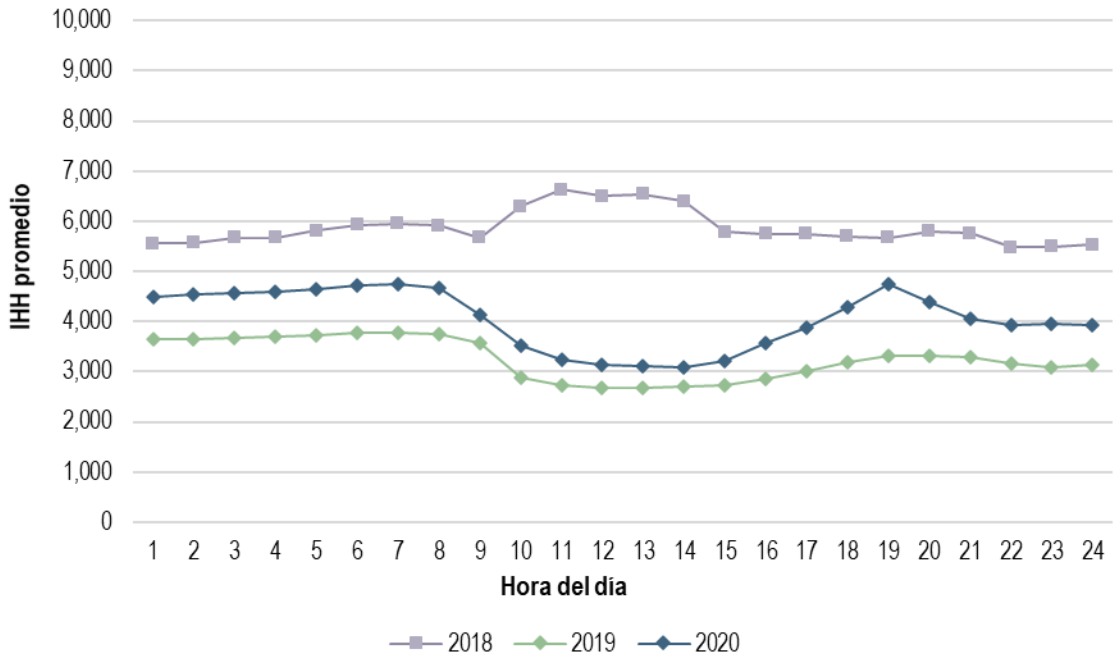
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.5.5.2 CONCENTRACIÓN DE LAS ASIGNACIONES

La concentración en las ofertas de importación en los nodos del BCA incrementó en 2020 con respecto a 2019 pero no registró el nivel observado en 2018. La Gráfica 185 muestra los promedios del IHH promedio por hora del día para todas las ofertas del BCA, en 2018, 2019 y 2020.

A diferencia de 2018, la distribución de la concentración de las ofertas de importación entre la hora 10 y 14 cambió en 2019 por el incremento de las horas de arbitraje y al registro de PM para la interfaz del BCA. De esta forma, se percibe que la concentración es mayor en promedio antes de la hora 8 y después de la hora 18, en que la generación FV se reduce e impulsa los precios del CAISO al alza, disminuyendo los incentivos por competir en el BCA.

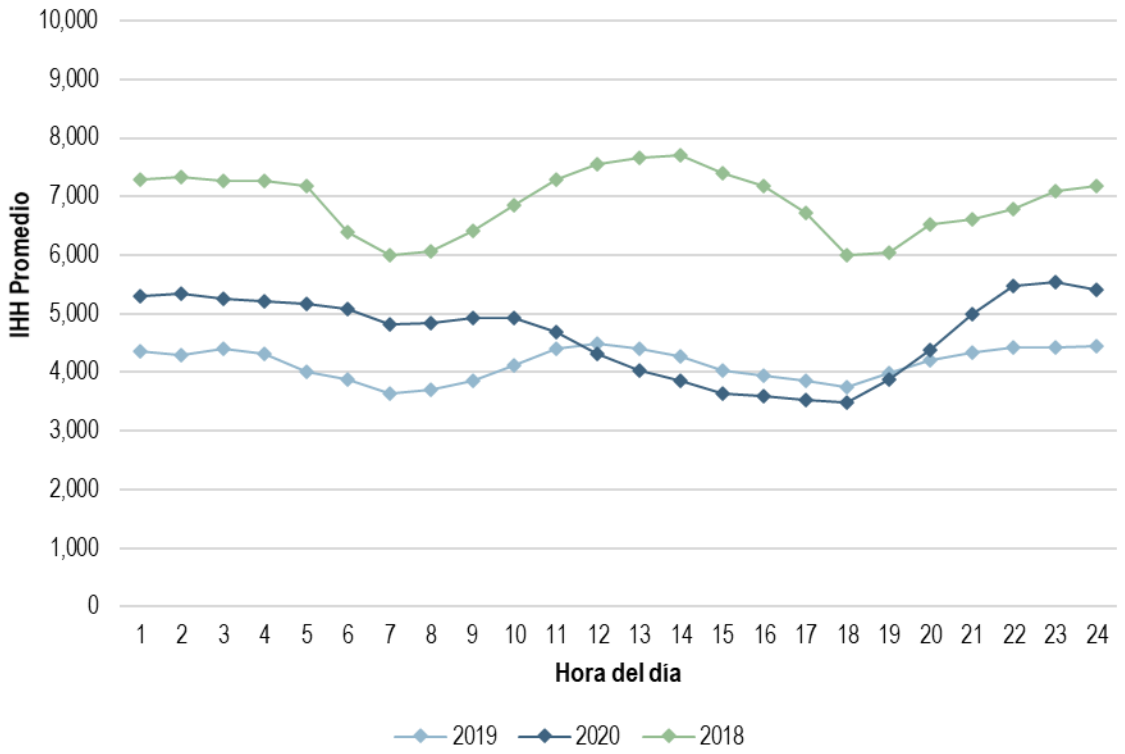
Gráfica 185. IHH promedio para importaciones en los nodos internacionales del BCA por hora del día, 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Gráfica 186 muestra el índice IHH por hora del día para los tres enlaces de transacciones internacionales de la GCR NES. En 2020 la concentración de las ofertas de importación fue mayor en comparación con los dos años previos, esto es notorio a partir de la hora 7. En este caso, el incremento se asocia con la apertura del enlace en Eagle Pass, que automáticamente redujo la capacidad de transmisión de importación de ERCOT hacia esta GCR. La concentración en cuanto a las ofertas de exportación no sufrió cambios relevantes entre 2019 (4,656) y 2020 (4,149).

Gráfica 186. IHH promedio para importaciones en los nodos internacionales de la GCR NES por hora del día, 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.5.6 CONCLUSIONES

Los precios de las ofertas de importación y exportación en los nodos internacionales son sensibles a los PML del BCA y viceversa. La dinámica de dependencia y competencia estuvo regida por las diferencias en los PML en el BCA y en el CAISO y, a su vez determinada, por el comportamiento de la demanda durante 2020.

Las Ofertas de Venta y Compra por transacciones internacionales fueron esenciales para resolver problemas de excedentes de generación por falta de flexibilidad operativa y escasez de capacidad en los periodos de mayor demanda, lo cual tuvo impactos en los PML. Las horas en que el BCA presentó escasez de recursos de generación ocurrieron en menor frecuencia en 2020 que en 2019; sin embargo, produjeron PML mayores relacionados con los precios de las ofertas de importación. Asimismo, las horas con falta de flexibilidad operativa de 2020 incrementaron en un 20 % con respecto a 2019, con PML similares a los precios de las ofertas de exportación. Por su parte, la GCR NES registró un incremento en la sensibilidad de sus PML ante las ofertas de exportación en 2020: las ofertas de exportación marginaron en más ocasiones y a precios más bajos que en 2019.

En términos de competencia, en 2020 las horas y ganancias por arbitraje de importaciones, así como la concentración de las ofertas de importación (medida a través del IHH) fueron menores en comparación con 2019. No obstante, la rentabilidad por MWh incrementó en un 29.1 %, esto debido al menor volumen de importaciones observado en 2020 y la escasez de capacidad del CAISO durante agosto de ese año.

Por otro lado, en materia de regulación se destacan tres aspectos relevantes relacionados con las transacciones internacionales de energía. El primero de ellos son las restricciones al neteo que producen asignaciones ineficientes de ofertas de importación y exportación, por no utilizar el total de la capacidad del enlace. En consecuencia, se

observan errores de asignación por neteo, aunque estos disminuyeron en el SIN durante 2020 (155) en referencia con 2019 (495).

El segundo aspecto se relaciona con los incumplimientos de energía por importaciones, que incrementaron sustantivamente entre agosto y octubre de 2020. En agosto de 2020, el BCA tuvo 2,340 MWh de incumplimientos de entrega de energía, monto suficiente para generar afectaciones en la Confiabilidad del sistema. En el BCA el PM173 no entregó 2,051 MWh de energía, lo que representó el 87 % de incumplimientos en ese sistema; en conjunto con su incumplimiento en el SIN, ese PM superó el límite máximo para una penalización (establecida en el Manual en 2,400 MWh).

El último aspecto se refiere a la brecha de los PML entre el MDA y el MTR por el tratamiento de las ofertas de importación: en el MDA se incluyen con precio y en el MTR se toman como programas fijos sin precio. En 2020 se presentaron ofertas de asignación con precios en el MTR menores que en el MDA, esta condición fue una característica constante del BCA, el PML promedio diario en el MTR fue menor en 321 ocasiones (88% del año).

4.5.7 RECOMENDACIONES

- Las restricciones al neteo contempladas en el Manual de Importaciones y Exportaciones pueden generar desequilibrios por las asignaciones ineficientes y provocar que los PML se incrementen. Por ello se recomienda que el CENACE reactive las sesiones del CCRAM para llevar a cabo el análisis de las modificaciones al Manual de Importaciones y Exportaciones, para que se permita la asignación de programas de compra y venta que se compensen entre sí, con la finalidad de permitir el neteo y hacer un uso óptimo de la capacidad de transmisión.
- Durante 2019 y 2020 las desviaciones por PM estuvieron por debajo del límite máximo por mes calendario establecido de 2,400 MWh en el numeral 7.2.6 inciso (b) subinciso (ii) del Manual de Importaciones y Exportaciones, con excepción de agosto de 2020, cuando el PM173, considerando conjuntamente sus incumplimientos en el SIN y el BCA, no entregó 2,504 MWh de energía, de los cuales 2,051 MWh fueron incumplimientos en el BCA, monto suficiente para implicar afectaciones a la Confiabilidad en ese sistema. Por lo tanto, se recomienda que la CRE realice una Propuesta de Modificación al Manual de Importaciones y Exportaciones, para actualizar el límite de desviaciones que permita penalizar a los PM de acuerdo con el volumen de transacciones, en caso de que no cumplan en Tiempo Real con las importaciones o exportaciones asignadas en el MDA, tal que las mismas no impliquen afectaciones a la Confiabilidad del sistema.
- En el MDA las ofertas de importación se toman con el precio presentado por el PM y en el MTR se consideran como programas fijos sin precio (no se optimizan), en consecuencia, el PML del MTR es menor al PML del MDA. Por ello se recomienda establecer una mesa de trabajo donde participe el CENACE y la CRE para discutir y evaluar de qué manera las transacciones internacionales deban ser consideradas o evaluadas en el MDA y el MTR.

4.6 FLEXIBILIDAD OPERATIVA EN EL SEN

La flexibilidad operativa se refiere a la capacidad (de generación y transmisión) de un sistema eléctrico para gestionar de forma confiable y rentable, la variabilidad e incertidumbre de la oferta y la demanda en todas las escalas de tiempo relevantes.[170]

[170] IRENA (2018), Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

La flexibilidad operativa permite despachar de forma dinámica los recursos de generación más económicos sujetos a la demanda y a las condiciones del sistema ante variaciones que suceden en el Tiempo Real. Entre menos flexible sea un sistema, las restricciones operativas cobran un mayor peso, lo que conlleva a un incremento en los costos.

La falta de flexibilidad operativa representa un reto para la operación de cualquier sistema eléctrico de potencia. La baja o nula flexibilidad operativa en un sistema tiende a incrementar la EFM y el monto de la GSI como sucede en el SIN, o propicia el aumento de las exportaciones a precios negativos como sucede en el BCA.

En esta sección se presenta el panorama general de la flexibilidad operativa del SEN de los recursos de generación, mediante el análisis de las Oferta de Venta de energía y reservas en los tres Sistemas Interconectados del SEN.

En lo que respecta a las Ofertas de Venta de energía, se estudian las diferencias de los LDEMín ofertados con los parámetros registrados en el CENACE y con referencias internacionales de las UCE térmicas; en seguida se analiza la participación de las Ofertas de Venta asignables no despachables por PM en cada Sistema Interconectado. Por el lado de las Ofertas de Venta de reservas, se estudian las diferencias de las capacidades ofertadas con los límites máximos registrados en los Parámetros de Referencia del CENACE. Por último, se muestra la evidencia sobre la actualización de los Parámetros de Referencia en 2020, en especial, de los datos relacionados con la flexibilidad operativa de las UCE.

En complemento, se destacan las obligaciones de los PM para verificar y mantener actualizados sus Parámetros de Referencia, del CENACE sobre la validación y rechazo de Ofertas de Venta, de la UVM y el MIM en relación con la verificación de los Parámetros de Referencia en las bases de datos del CENACE, con el objetivo de identificar los elementos del MEM que pueden proveer mayor flexibilidad operativa por parte de los PM y sus UCE.

4.6.1 PANORAMA GENERAL DE LA FLEXIBILIDAD OPERATIVA DEL SEN

La energía base juega un papel importante en el suministro de la demanda de energía eléctrica y guarda una relación inversa con la flexibilidad operativa del SEN, sobre todo porque se trata de la proporción de energía que no es despachable bajo señales económicas en el MEM, debido a las características técnicas de las UCE que generan dicha energía y del tipo de Oferta de Venta con el que participan en el mercado. [171]

De acuerdo con las Reglas del Mercado, las UCE representadas en el MEM deben estar identificadas con alguno de los siguientes tipo oferta:

i. Ofertas de Venta despachables económicamente. Aplica a las Ofertas de Venta de UCE con tecnología TC e HI obligadas a ofertar la totalidad de sus capacidades y susceptibles a ajustar su generación bajo criterios económicos; deben ofertar una curva incremental de energía y costos de producción, así como sus parámetros según la configuración de la UCE, como son los LDEMín y LDEMáx.
ii. Ofertas de programas fijos. Aplica a las Ofertas de Venta que no son despachables económicamente: (i) CIL, NP y RN, cuyas ofertas indican un nivel de energía por cada Hora de Operación y no incluyen costos variables de generación, y (ii) UCE con Ofertas de Venta TE e HI cuyos LDEMín y LDEMáx son iguales, es decir, son asignables, pero no despachables, puesto que su Oferta de Venta contiene un rango de operación igual a cero.

La energía base se integra por el segundo grupo de ofertas, ya que corresponde a UCE que no responde a una optimización económica. La Gráfica 187 indica la proporción de energía base sobre la demanda durante las Horas de

[171] La energía base es aquella que no es optimizable para el Despacho Económico durante todas las Horas de Operación, se incluye la capacidad de Oferta CIL, RN, NP, así como el valor mínimo entre la asignación y el LDEMín en el caso de las Ofertas HI y TE.

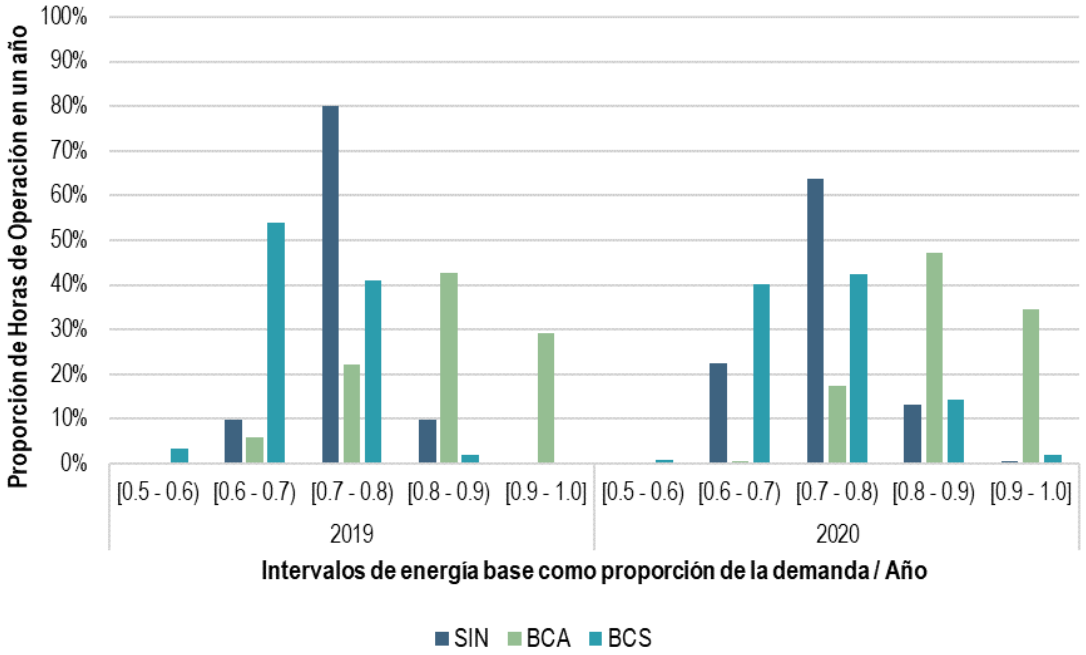
Operación de todo el año en cada Sistema Interconectado, en el entendido que a mayor proporción de energía base, menor flexibilidad operativa en el sistema.

Se destaca el caso del BCA, sistema eléctrico con menor flexibilidad operativa del SEN, donde la energía base cubrió entre el 80 % y 100 % de la demanda de energía en el 72.0 % de las Horas de Operación en 2019 y el 81.8 % para 2020.

En el BCS se registró un incremento en la proporción de la energía base con respecto a la demanda de energía, es decir, su operación fue menos flexible en 2020 comparada con 2019. En otras palabras, el sistema operó con capacidad inflexible en el 94.8 % de las Horas de Operación, cuando la energía base representó entre el 60 % y 80 % de la demanda en 2019, mientras que en 2020 fue en el 97.2 % de las Horas de Operación, pero la energía base se distribuyó entre el 60% y 90 % de la demanda de energía.

En el caso del SIN, por cada 100 MW de demanda de energía correspondió entre 70 y 80 MW de la energía base en el 79.9 % de las Horas de Operación de 2019 y el 63.9 % de 2020.

Gráfica 187. Energía base como proporción de la demanda por Sistema Interconectado, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.6.2 Análisis sobre las Ofertas de Venta

A pesar de que las UCE de tecnología TE e HI cuentan con las características para realizar Ofertas de Venta con condiciones para ser despachadas económicamente, la evidencia muestra que contribuyen a mermar la flexibilidad operativa del sistema.

Por lo anterior, es relevante analizar los LDEMín y LDEMáx ofertados en comparación con los Parámetros de Referencia de las UCE TE e HI, las Ofertas de Venta TE asignables no despachables que se caracterizan por un rango de operación igual a cero, así como las Ofertas de Venta para proveer Servicios Conexos, las cuales podrían estar presentando un déficit considerando las capacidades registradas ante el CENACE en los Parámetros de Referencia.

4.6.2.1 DIFERENCIAS EN LOS LDEMÍN Y LDEMÁX OFERTADOS

La flexibilidad operativa de cada sistema eléctrico depende en gran medida de las capacidades de generación (mínima y máxima) de cada una de las UCE. Por un lado, los PM registran los Parámetros de Referencia en la base de datos del CENACE para evaluar la consistencia de las Ofertas de Venta de las UCE que representan en el MEM; por otra parte, los PM presentan los valores de los LDEMín y los LDEMáx de las UCE en sus Ofertas de Venta para la operación del mercado.

Cuando un PM restringe los valores de LDEMín y LDEMáx, reduce el rango de operación de la UCE, lo que resta flexibilidad a la operación del sistema para mantener el balance de demanda y generación, incrementando los costos de producción.

Derivado del análisis, se observa que los valores de los Parámetros de Referencia de los LDEMín presentaron incrementos para algunas tecnologías de generación desde el inicio del MEM en el 2016 (ver Tabla 82).

En el BCA como en el SIN, las UCE de CC que generan 61 % y 66 % de la energía en estos sistemas, respectivamente, incrementaron sus LDEMín de referencia de 2019 a 2020 en 9.6 puntos porcentuales en el BCA y 2.3 puntos porcentuales en el SIN; mientras que en el BCS fueron las UCE del tipo CI con un aumento de 5.7 puntos porcentuales, las cuales participan con más del 60 % en la generación en la región.

Si se toma como referencia que las UCE del tipo CC tienen un LDEMáx promedio de 200 MW y en 2020 tuvieron un LDEMín en promedio del 20.0 %; se infiere que por cada UCE del tipo de CC que se asigna al MEM hay 40 MW obligados como mínimo, lo cual para un sistema como el BCA o el BCS podría ser un excedente de energía en temporada de baja demanda (ver sección 2.2.2.1).

Tabla 82. Parámetros de Referencia de LDEMín con respecto a los LDEMáx de UCE con Oferta de Venta TE, 2016 - 2020

Sistema	Tipo Tecnología	2016	2017	2018	2019	2020
SIN	CA	13.1%	60.0%	60.0%	56.6%	56.2%
	CC	28.9%	44.1%	44.1%	37.5%	39.8%
	CI	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8.4%
	TC	26.5%	36.0%	36.0%	36.8%	39.3%
	TG	58.1%	52.5%	52.5%	51.6%	43.0%
BCA	CC	7.1%	14.5%	14.5%	11.2%	20.8%
	TC	12.5%	11.9%	11.9%	11.9%	11.9%
	TG	53.7%	43.5%	43.5%	43.4%	43.4%
BCS	CI	32.2%	35.5%	35.5%	30.2%	35.9%
	TC	30.2%	29.9%	29.9%	29.8%	29.8%
	TG	25.9%	26.4%	26.4%	28.5%	28.5%

Notas: n.d. es “no disponible”.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La Tabla 83 muestra los LDEMín promedios ofertados como proporción de los LDEMáx promedios registrados (Parámetros de Referencia) por tecnología para el MDA y el MTR en 2019 y 2020, así como una referencia con información de fuentes internacionales. En 2020 se observó un incremento general de los LDEMín en el MDA con respecto a 2019 y a las referencias internacionales, es decir, el rango de operación de las UCE en los tres Sistemas Interconectados fue menor en 2020 a diferencia de hace un año.

Los hechos más relevantes en el SIN en referencia con el rango de operación son los siguientes: (i) las UCE fueron menos flexibles en el MDA que en el MTR, esto porque sus LDEMín ofertados en el MDA fueron mayores por 0.5 puntos porcentuales en comparación con el MTR; (ii) las UCE de CC mostraron un descenso en sus LDEMín ofertados en el MTR en el 2020 con respecto al 2019, y (iii) los LDEMín de las UCE de CC en 2020 se mantuvieron por debajo de los valores de las referencias internacionales.

En el BCA y el BCS se observaron condiciones similares al SIN. El BCA mantuvo las siguientes características: (i) las UCE fueron menos flexibles en el MDA que en el MTR, en especial las UCE de CC cuyos LDEMín ofertados en el MDA fueron mayores por 4.7 puntos porcentuales en relación con el MTR, y (ii) las UCE de CC mostraron un descenso en sus LDEMín ofertados en el MTR en el 2020 con respecto al 2019.

En lo que respecta al rango de operación de las UCE del BCS se observó: (i) las UCE fueron menos flexibles en el MDA que en el MTR; (ii) las UCE de CI son menos flexibles en comparación con las referencias internacionales, pues sus LDEMín ofertados son 36 puntos porcentuales mayores a los de UCE en otro mercado eléctrico, y (iii) los LDEMín de las UCE de TG fueron menores con respecto a los de las UCE de otros mercados con una diferencia de 8 puntos porcentuales.

Las condiciones antes descritas en los tres Sistemas Interconectados fueron un factor con consecuencias en la flexibilidad operativa sobre todo en el periodo de baja demanda, ya que ante los incrementos en los LDEMín ofertados, se limitó la operación de los sistemas para evitar excedentes de energía.

Tabla 83. LDEMín ofertados con respecto a los LDEMáx registrados de UCE con Oferta de Venta TE en el MDA y MTR, 2019 y 2020

Sistema	Tipo Tecnología	MDA		MTR		Referencias Internacionales
		2019	2020	2019	2020	
SIN	CA	56.6%	57.2%	55.8%	56.7%	40.0%
	CC	40.1%	48.8%	50.6%	47.9%	50.0%
	CI	8.4%	49.6%	49.2%	49.0%	20.0%
	TC	36.8%	49.0%	49.7%	48.6%	20.0%
	TG	51.6%	63.1%	66.0%	62.9%	50.0%
BCA	CC	20.8%	61.1%	56.9%	56.4%	50.0%
	TC	11.9%	37.4%	31.4%	36.8%	20.0%
	TG	43.4%	54.2%	51.2%	53.3%	50.0%
BCS	CI	35.9%	56.7%	52.9%	56.3%	20.0%
	TC	29.8%	43.3%	47.9%	42.8%	20.0%
	TG	28.5%	42.2%	39.1%	41.7%	50.0%

Notas: Se muestra los LDEMín ofertados como proporción de los LDEMáx de los Parámetros de Referencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y de las referencias IRENA,[172] CEC[173] y Agora.[174]

En el caso de la Ofertas de Venta HI, en 2020 las UCE ofertaron LDEMín mayores que en 2019, los cuales alcanzaron hasta el 81.4 % de su capacidad neta máxima, a su vez los LDEMáx ofertados fueron menores en dos de las

[172] IRENA (2019). Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[173] Deaver, Paul (2019). Estimating Heat Rates for Thermal Power Plants in the Western Interconnect. California Energy Commission. Número de publicación: CEC-200-2019-001.

[174] Agora Energiewende (2017). Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants. Junio de 2017.

tecnologías de las turbinas; es decir, se redujo el rango de operación de las UCE HI en los dos procesos de mercado, lo que resultó en menor flexibilidad operativa (ver Tabla 84).

En adición, los LDEMín de las UCE HI ofertados resultaron significativamente mayores a los valores de diseño según el tipo de turbina hidráulica, los cuales podrían ser entre el 20 % y 40 %, según las referencias para este tipo tecnología.[175]

Tabla 84. LDEMín ofertados con respecto a los LDEMáx registrados de UCE con Oferta de Venta HI en el MDA y MTR, 2019 y 2020

Turbina	LDEMín (%)				LDEMáx (%)			
	MDA		MTR		MDA		MTR	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020
Francis	69.7	74.9	73.9	73.8	85.5	92.4	90.4	91.4
Pelton	17.9	19.8	18.7	19.4	94.1	90.5	93.4	92.3
Kaplan	48.2	81.4	58.7	79.3	89.4	82.0	93.5	79.8

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.6.2.2 OFERTAS DE VENTA ASIGNABLES NO DESPACHABLES

Las UCE con Oferta de Venta TE asignables no despachables son aquellas que presentan un rango de operación nulo, es decir, sus LDEMín y LDEMáx son iguales, por lo que pueden ser asignadas, pero no despachadas. Esta característica de la oferta evita que la UCE pueda ser despachada; es decir, la energía que proveen no es resultado de la optimización del despacho económico, a pesar de que estas UCE pueden estar o no en mérito por sus costos.

La suma de todos los LDEMáx de las Ofertas de Venta TE representa la capacidad disponible total proveniente de tecnologías térmicas como CA, CC, CI, TC y TG, con la que el CENACE puede cubrir los requerimientos de demanda; sin embargo, cuando los PM presentan sus Ofertas de Venta asignables no despachables, se reduce la flexibilidad operativa, lo que dificulta el despacho de UCE de manera eficiente.

En 2020 la capacidad disponible promedio en el SIN de las UCE con Oferta de Venta TE aumentó en comparación con 2019. La disponibilidad del parque de generación propiedad de las EPS de Generación de la CFE,[176] mostró un aumento de 7.9 %, mientras que la disponibilidad del parque de generación propiedad de los PM privados (Otros PM) aumentó 19.9 % (ver Tabla 85).

A pesar del incremento en la capacidad disponible, la proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables sobre la capacidad disponible y su asignación en el SIN aumentó para las EPS de Generación de la CFE en el 2020; en cambio los Otros PM registraron una disminución, por lo que proporcionaron una mayor flexibilidad operativa al SIN.

[175] Los valores de diseño de los LDEMín por el tipo de turbina son: Francis 40 %, Pelton 20 % y Kaplan 20-40 %. Fuente: International Finance Corporation (2015). Hydroelectric Power: A Guide for Developers and Investors. World Bank Group. Disponible en:

https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/906fa13c-2f47-4476-9476-75320e08e5f3/Hydropower_Report.pdf?MOD=AJPERES&CVID=kJQl35z

[176] Se excluye a la EPS CFE Generación V, toda vez que representa UCE bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE). Para mayores detalles, consultar: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459866&fecha=04/11/2016.

Tabla 85. Capacidad disponible promedio de UCE térmicas del SIN y proporción de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre capacidad disponible, 2019 y 2020

PM	Año	Capacidad disponible (MW)	Proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables	Proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables asignadas
EPS de Generación de la CFE	2019	16,331.4	7.5%	7.2%
	2020	17,628.5	8.2%	7.3%
Otros PM	2019	12,660.7	2.8%	2.8%
	2020	15,182.8	1.2%	1.1%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 86 se muestra que la proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables sobre capacidad disponible y su asignación disminuyeron en ambos grupos de PM. Esto se explica por el incremento de la capacidad disponible promedio en el BCA (17.0 % en el caso de las EPS de Generación de la CFE y 10.1 % para Otros PM en 2020 con respecto al año previo) y no por una mejora en la flexibilidad operativa del sistema.

Tabla 86. Capacidad disponible promedio de UCE térmicas del BCA y proporción de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre capacidad disponible, 2019 y 2020

PM	Año	Capacidad disponible (MW)	Proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables	Proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables asignadas
EPS de Generación de la CFE	2019	1,089.7	5.3%	4.9%
	2020	1,274.5	1.7%	1.6%
Otros PM	2019	645.2	0.7%	0.7%
	2020	710.1	0.1%	0.1%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Al igual que el SIN, tanto la capacidad disponible promedio como la proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables del BCS incrementaron en 2020 con respecto al 2019 para las EPS de Generación de la CFE, lo cual representó menos flexibilidad en la operación del sistema (ver Tabla 87). Cabe señalar que Otros PM no representan capacidad térmica en ese sistema.

Tabla 87. Capacidad disponible promedio de UCE térmicas del BCS y proporción de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre capacidad disponible, 2019 y 2020

PM	Año	Capacidad disponible (MW)	Proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables	Proporción de Ofertas de Venta asignables no despachables asignadas
EPS de Generación de la CFE	2019	477.9	0.4%	0.4%
	2020	521.5	0.9%	0.9%

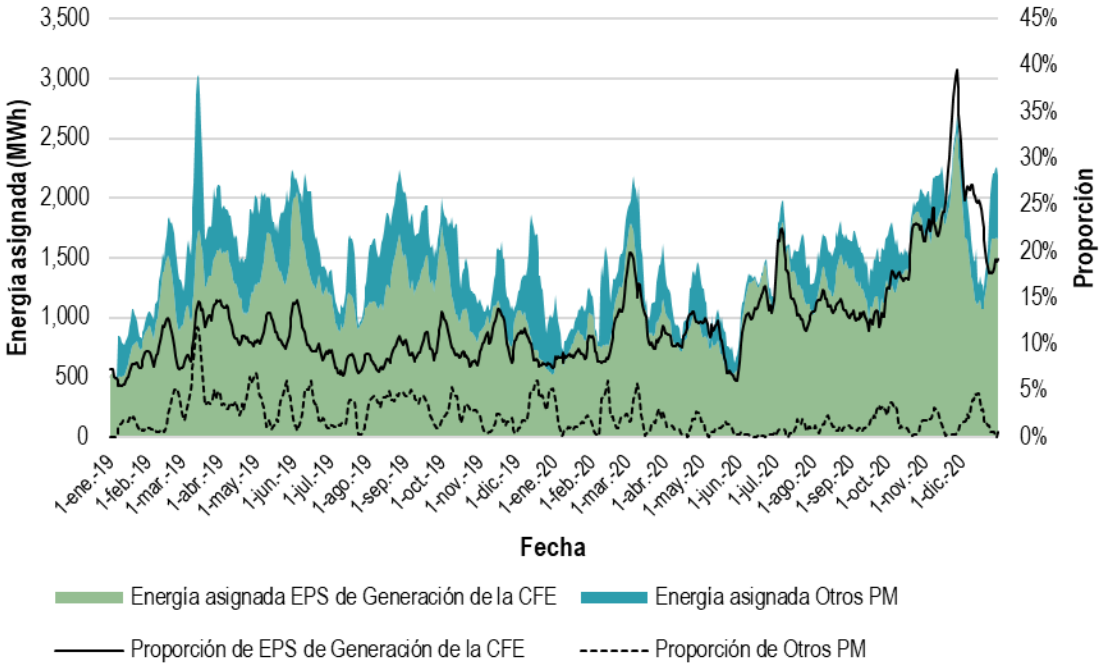
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En 2020 el 40.0 % del total de la energía térmica asignada en el SIN provino de las EPS de Generación de la CFE y el 60.0 % restante fue aportado por Otros PM.

En lo que respecta al volumen de asignación de Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de energía térmica asignada, las UCE de las EPS de Generación de la CFE en el SIN mostraron una mayor proporción de asignación de Ofertas de Venta asignables no despachables en ambos años con respecto a los Otros PM en los tres Sistemas Interconectados. La Gráfica 188 muestra que el promedio de la proporción de asignación de Ofertas de Venta asignables no despachables incrementó para las EPS de Generación de la CFE de 9.8 % en 2019 a 15.1 % en 2020, destacando que el último trimestre presentó un promedio de 23.2 %; en cambio la proporción promedio de Otros PM disminuyó de 3.0 % a 1.4 % de 2019 a 2020.

En noviembre de 2020 se presentó en el SIN la mayor asignación de energía con Oferta de Venta TE con características asignable no despachable, que alcanzó un valor promedio de 40 %, seguido por julio con el 22.5 %; en ambos casos para las EPS de Generación de la CFE.

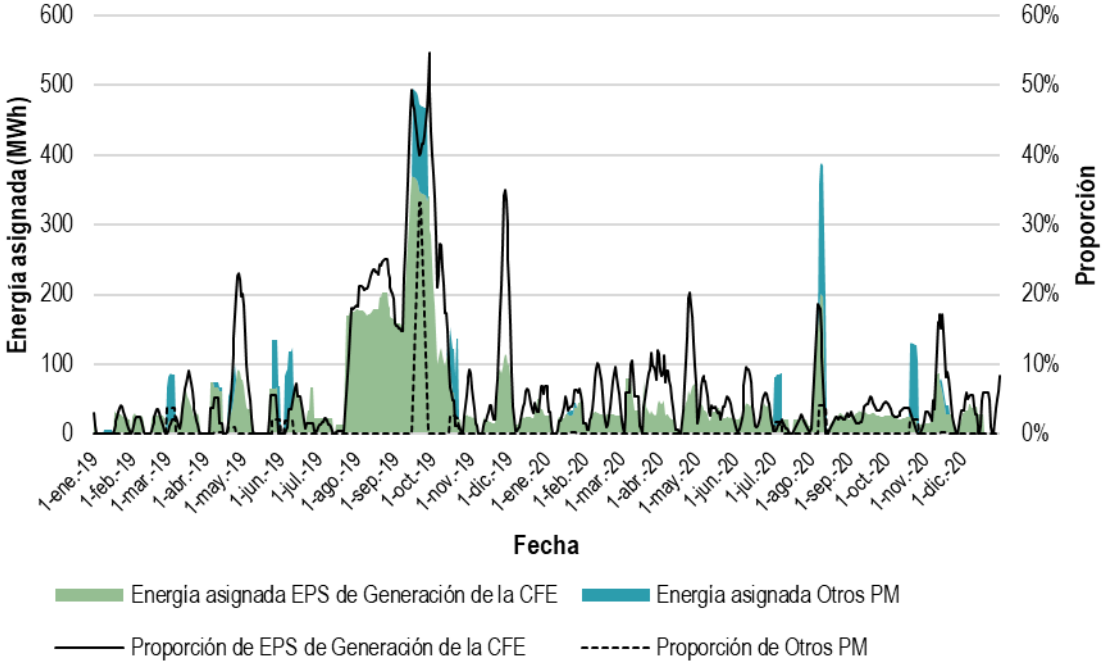
Gráfica 188. Energía asignada de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de la energía térmica asignada en el SIN por grupo de PM, 2019-2020



Notas: Promedio móvil de siete días para todas las variables. La generación por grupo de PM corresponde a la suma diaria de generación y se normalizó entre 24 horas para presentar el volumen comparable con respecto a la demanda.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el BCA las EPS de Generación participaron con el 46.4 % del total de la energía térmica asignada y el 53.6 % restante correspondió a Otros PM durante 2020. La Gráfica 189 muestra que las UCE pertenecientes a las EPS de Generación de la CFE predominaron en la proporción de asignación de Ofertas de Venta asignables no despachables. El comportamiento de la asignación presentó sus máximos durante septiembre y octubre de 2019 con más del 50 % de la energía asignada. En 2020 la proporción de asignación promedio fue de 4.5 % para las EPS de Generación de la CFE y 0.2 % para Otros PM, a diferencia de lo observado en el 2019 cuando se mantuvo en 9.2 % y 0.9 % en promedio, respectivamente.

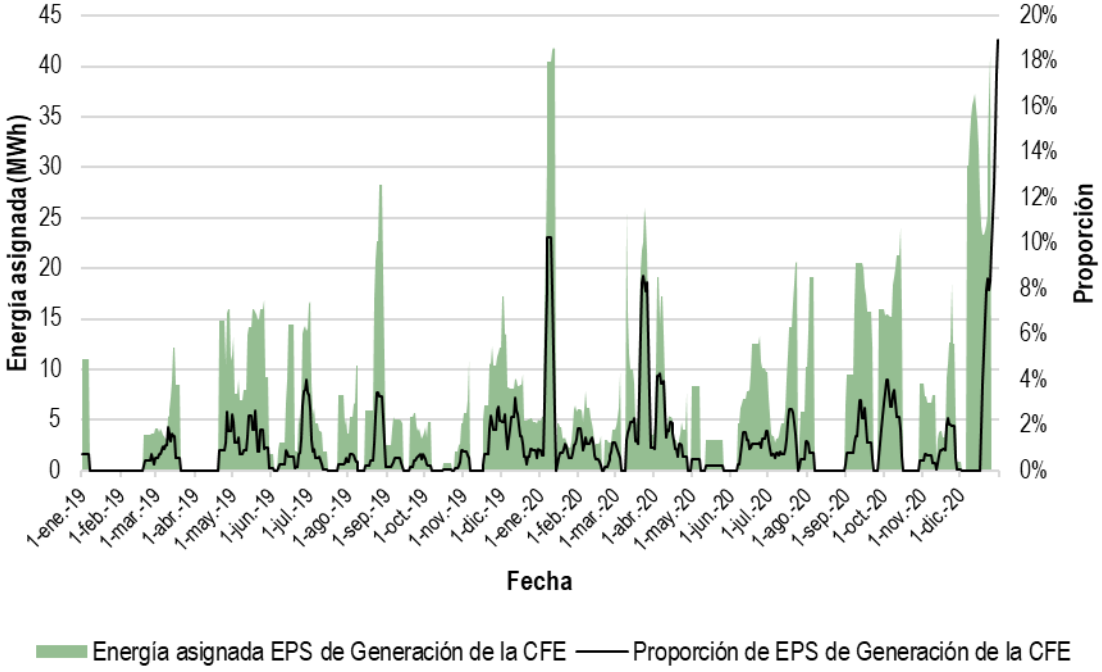
Gráfica 189. Energía asignada de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de la energía térmica asignada en el BCA por grupo de PM, 2019-2020



Notas: Promedio móvil de siete días para todas las variables. La generación por grupo de PM corresponde a la suma diaria de generación y se normalizó entre 24 horas para presentar el volumen comparable con respecto a la demanda.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el BCS el total de la energía térmica asignada corresponde a las EPS de Generación de la CFE. La Gráfica 190 muestra la proporción de asignación de Ofertas de Venta asignables no despachables en el total de la energía asignada. En 2019 el promedio fue de 0.7 % y pasó a 1.6 % en 2020 con máximos en enero (10.2 %) y diciembre (18.9 %).

Gráfica 190. Energía asignada de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables sobre el total de la energía térmica asignada en el BCS por grupo de PM, 2019-2020



Notas: Promedio móvil de siete días para todas las variables. La generación por grupo de PM corresponde a la suma diaria de generación y se normalizó entre 24 horas para presentar el volumen comparable con respecto a la demanda.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Con el objetivo de mostrar el efecto que tiene la asignación de UCE con Ofertas de Venta asignables no despachables en la flexibilidad operativa de los Sistemas Interconectados, se determinó una tasa de asignación como el cociente entre el número de horas en las que las UCE presentaron LDEMín igual al LDEMáx y el número de horas del día (24), de esta forma se obtiene el número de UCE que cumplen con la condición "24 horas en operación, 24 horas asignable no despachable". La UCE es considerada en el cálculo de la tasa si el 75 % del total de las horas donde se asignó, se encontró como asignable no despachable.[177]

Un ejemplo de lo anterior se expone en la Tabla 88, donde a pesar de que todas las UCE presentan Ofertas de Venta TE asignables no despachables, sólo las UCE 1, 3 y 5 cumplen con el criterio del 75 %. La tasa de asignación de Ofertas de Venta asignables no despachables corresponde a la suma de las tasas individuales. El valor igual a 1 representaría que la combinación de la asignación de Ofertas de Venta asignables no despachables equivale a tener a una única UCE no despachable asignada durante las 24 horas del Día de Operación. En el caso del valor mostrado en el ejemplo de 2.5, corresponde a casi tres UCE asignadas no despachables durante las 24 horas del Día de Operación.

[177] Este valor es indicativo, más no probatorio. Otros umbrales con valores similares funcionarían de manera similar para mostrar tendencias.

Tabla 88. Ejemplo de tasa de asignación de UCE con Oferta de Venta TE asignable no despachable

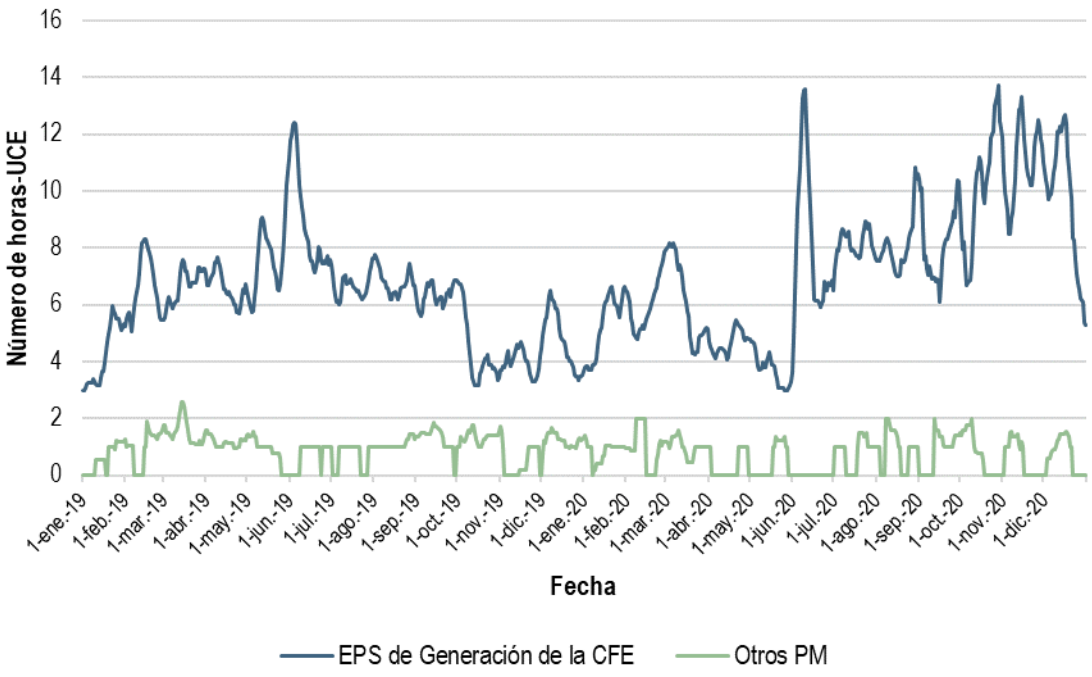
Número de UCE	Horas con Oferta de Venta asignable no despachable	Número de UCE	Horas con Oferta de Venta asignable no despachable	Número de UCE	Horas con Oferta de Venta asignable no despachable
1	24	24	100%	Sí	1
2	5	10	50%	No	
3	18	24	75%	Sí	0.75
4	2	20	10%	No	
5	18	18	100%	Sí	0.75
			Tasa de asignación:		**2.5**

Fuente: Elaboración propia.

En la Gráfica 191 se muestra la tasa de asignación de las UCE con Ofertas de Venta TE asignables no despachables por grupo de PM en el SIN; el promedio de la tasa de asignación de UCE de las EPS de Generación de la CFE fue de 7.4 horas-UCE, mientras que para Otros PM fue de 0.7 horas-UCE. En octubre de 2020 se observó la mayor asignación de UCE asignables no despachables (13.7 horas-UCE) pertenecientes a las EPS de Generación de la CFE.

La tasa de asignación promedio de 2020 con respecto a 2019, aumentó de 6.1 a 7.4 (21.4 %) horas-UCE en el caso de las EPS de Generación de la CFE, mientras que para Otros PM disminuyó de 1.0 a 0.7 (-31.8 %) horas-UCE. Estas disminuciones en las tasas de asignación de Oferta de Venta TE asignable no despachable implican un menor uso de UCE inflexibles.

Gráfica 191. Tasa de asignación de UCE con Oferta de Venta TE asignable no despachable en el SIN, 2019-2020



Notas: Los datos son diarios, estimando cantidades horarias a fin de representar una aproximación del número de UCE asignadas no despachables en todo el Día de Operación. Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En el caso del BCA y el BCS, durante todos los días de 2019 y 2020, no se cumplió el criterio del 75 % discutido en la Tabla 88, por lo que, para estos dos sistemas, se analizó el número de días en que se presentó esta condición. Para el BCA, el escenario ocurrió en el 32.1 % de los días de 2019 y el 13.4 % en 2020; mientras que, para el BCS, el escenario ocurrió en el 6.3 % de los días de 2019 y el 16.4 % de 2020 (ver Tabla 89). Dado que la tasa de asignación ocurrió en menos de la mitad del año, su impacto es menor en la flexibilidad operativa de los sistemas.

Tabla 89. Tasa de asignación promedio de UCE con Oferta de Venta TE asignable no despachable en el BCA y el BCS, 2019-2020

Sistema	Año	Tasa de asignación promedio	
		EPS de Generación de la CFE	Otros PM
BCA	2019	7.7	0.4
	2020	1.4	0.003
BCS	2019	0.8	n.a.
	2020	3.7	n.a.

Notas: n.a. es “no aplica”.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 90 se muestra el número de horas en que las UCE de los tres Sistemas Interconectados presentaron sus Ofertas de Venta asignables no despachables en el MDA. Asimismo, se presentan estas cifras por grupo de PM y tipo

de tecnología. A nivel agregado, las EPS de Generación de la CFE concentraron el 95.5 % de estas horas en el SEN, mientras que el 4.5 % fueron en las que UCE de Otros PM presentaron Ofertas de Venta asignables no despachables.

Cabe destacar que el 59.3 % de estas Ofertas de Venta asignables no despachables pertenecieron a UCE con tecnología TG, las cuales son un caso especial debido a que, por diseño, cuentan con un rango de operación menor en comparación con otras tecnologías, lo que justifica en cierto sentido este tipo de Ofertas de Venta; sin embargo, al ofertar de esta manera no son susceptibles de marginar en el mercado, por lo que la solución no considera los costos de generación de estas UCE. De acuerdo con el diseño del mercado en las Reglas del Mercado, en la segunda etapa del MEM se realizarán dos corridas en el MDA, una para despacho y otra de precios con lo cual podría asegurarse la participación de esta tecnología para marginar en el mercado.[178]

En cuanto a las horas en que las otras tecnologías de UCE pertenecientes a las EPS de Generación de la CFE presentaron Ofertas de Venta asignables no despachables, se observó que para la tecnología CC presentaron el 16.7 % de sus ofertas con esta condición, mientras que las TC un 15.0 %, CA con 7.6 % y CI con el 1.3 % de sus horas ofertadas.

Tabla 90. Número de horas en que las UCE presentaron Ofertas de Venta de energía en el MDA asignables no despachables, 2020

Sistema	Grupo de PM	Tecnología	Horas asignables no despachables	Número de UCE	Suma de capacidad neta (MW)
SIN	EPS de Generación de la CFE	TG	67,203	50	1,699
	EPS de Generación de la CFE	TE	16,581	41	8,189
	EPS de Generación de la CFE	CC	13,081	25	8,858
	EPS de Generación de la CFE	CA	8,663	15	5,073
	Otros PM	CC	4,991	28	17,455
	Otros PM	TG	134	2	705
	Otros PM	CI	1	1	111
BCA	EPS de Generación de la CFE	CC	976	3	758
	EPS de Generación de la CFE	TG	326	10	434
	EPS de Generación de la CFE	TE	142	2	300
	Otros PM	CC	31	2	803
BCS	EPS de Generación de la CFE	CI	1428	8	289
	EPS de Generación de la CFE	TE	379	3	104
	EPS de Generación de la CFE	TG	84	11	300

Notas: Se tomaron en cuenta todas las Ofertas de Venta de energía asignables no despachables, sin considerar si fueron asignadas o no; asimismo, se consideró solamente el tipo de Ofertas de Venta TE y se excluyeron las de importación.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien las UCE de CC por diseño presentan rangos de operación amplios, el uso de Ofertas de Venta asignables no despachables representa una disminución de la flexibilidad operativa que estos recursos pueden ofrecer, lo que puede resultar en ineficiencias en la asignación y despacho realizado por el CENACE, especialmente cuando los LDEMín y LDEMáx difieren de los valores registrados en los Parámetros de Referencia.

[178] Base 9.1.9, inciso (d), fracción (iv) de las BME.

4.6.2.3 OFERTAS DE VENTA DE RESERVAS

Derivado del análisis de las Ofertas de Venta para reservas se encontró que existen diferencias importantes con la capacidad registrada en los Parámetros de Referencia. Las reservas son un producto que por naturaleza otorgan mayor rango de operación del sistema, por lo que su escasez limita la flexibilidad operativa del SEN.

En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, se reportó que durante ese año el CENACE llevó a cabo una revisión a las UCE que ofertan reservas (en especial para la RREG), teniendo como resultado una corrección a la cantidad de UCE que efectivamente podían ofrecer estos servicios. A razón de lo anterior, se considera necesario llevar a cabo nuevas revisiones para garantizar que se cuenta con la información real y verificada de las capacidades de las UCE que ofertan reservas, ya que sólo el 3.7 % de las UCE actualizaron sus Parámetros de Referencia relacionados con las capacidades para ofrecer reservas en 2020.

En la Tabla 91 se presenta la proporción de las Ofertas de Venta de reservas del MDA y MTR con respecto a los límites máximos por tipo de reserva registrados en la base de datos de Parámetros de Referencia del CENACE.[179]

Cabe destacar que en el BCA y BCS, se observó un incremento en las Ofertas de Venta de reservas en los dos procesos de mercado, ya que en promedio el BCA pasó de 73.7 % de su capacidad máxima en 2019 a 84.5 % en 2020, mientras que el BCS ofertó 65.7 % en 2019 y aumentó a 72.2 % de su capacidad para ofrecer estos servicios en 2020. De manera contraria, las UCE del SIN mermaron sus Ofertas de Venta en relación con sus capacidades máximas para suministrar dichos servicios, además de que las Ofertas de Venta de RRS fueron poco más del 50 % de la capacidad registrada en sus Parámetros de Referencia.

Tabla 91. Ofertas de Venta de reservas con respecto a los límites máximos registrados de UCE con Oferta de Venta TE e HI en el MDA y MTR, 2019 y 2020

Sistema	Tipo Reserva	MDA		MTR	
		2019	2020	2019	2020
SIN	RR10	112.90%	110.30%	112.10%	109.60%
	RNR10	83.10%	81.80%	68.70%	82.30%
	RRS	51.90%	53.90%	61.50%	53.20%
	RNRS	81.80%	78.80%	83.20%	80.30%
BCA	RR10	69.50%	81.00%	78.10%	80.30%
	RNR10	78.00%	78.20%	51.40%	78.10%
	RRS	75.00%	87.40%	73.40%	85.50%
	RNRS	73.60%	93.00%	60.90%	92.60%
BCS	RR10	62.70%	68.00%	81.80%	67.00%
	RRS	62.10%	65.80%	72.90%	64.80%
	RNRS	73.80%	83.90%	73.30%	83.70%

Notas: Las reservas de Parámetros de Referencia representan la cantidad máxima de reservas que se pueden ofertar al MEM del total de UCE con Oferta de Venta TE y HI.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[179] Para el tipo de reserva de RREG se observó diferencias mayores a las reportadas en la Tabla 91 en los tres Sistemas Interconectados y en los dos procesos de mercado, por lo que no se consideraron dentro de este análisis. Para el caso de BCS y el tipo reserva RNR10 se observó que sólo existe una UCE en las bases de datos del CENACE que puede ofrecer este servicio, por lo cual se excluye de igual forma al no ser representativo para el análisis.

A pesar de los valores presentados en las Ofertas de Venta de reservas evidenciaron que los PM no cumplieron con la obligación de ofertar la totalidad de sus capacidades para las reservas de acuerdo con el artículo 104 de la LIE, dichos valores pueden considerarse imprecisos debido a la falta de actualización de los Parámetros Referencia registrados en las bases de datos del CENACE por la falta de incentivos para que los PM actualicen la información de las UCE y oferten correctamente estos servicios. Lo anterior tiene consecuencias en la Confiabilidad del SEN al restringir los recursos con los que cuenta el Operador para brindar mayor flexibilidad operativa.

4.6.3 PARÁMETROS DE REFERENCIA REGISTRADOS ANTE EL CENACE

De conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, los Parámetros de Referencia de las UCE registrados por los PM son utilizados por el CENACE para evaluar que las ofertas presentadas sean consistentes con los Precios de Referencia, y de ser necesario, generar ofertas por omisión.

Los PM deben verificar y mantener actualizados todos los Parámetros de Referencia (capacidades y costos) de los Activos Físicos que tenga registrados ante el CENACE, al menos una vez al año, de acuerdo con el Manual de Vigilancia del Mercado. De esta forma se garantiza un mejor desempeño de las UCE y del sistema en su conjunto, pues el Operador, al momento de emitir las instrucciones de despacho, contará con mejor información de aquellos recursos con mayor flexibilidad operativa.

En 2020 el 56.8 % de las UCE con Oferta de Venta TE e HI (se excluyen UCE de importación/exportación) actualizaron en promedio 7 de los 65 parámetros registrados posibles (Parámetros de Referencia o técnicos), esto es el 10.9 % de la información que debe actualizarse de forma anual.

Del total de las UCE que actualizaron parámetros, el 81.6 % actualizaron al menos un parámetro relacionado con su régimen térmico, el 3.7 % algún parámetro relacionado con su capacidad de ofrecer algún tipo de reserva, y el 4.3 % algún parámetro relacionado con el ciclo de operación.

En resumen, la mayor parte de las actualizaciones de Parámetros de Referencia en 2020 correspondieron al régimen térmico de las UCE y no a aquellos parámetros relacionados con la flexibilidad operativa de las UCE como sería el caso de la información sobre los ciclos de operación (tiempos de arranque, paro, entre otros) y reservas.

4.6.3.1 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN Y PARO

Los ciclos de operación y paro están directamente relacionados con los años de operación de una UCE. De manera general, se observa que en el SEN los ciclos registrados en los Parámetros de Referencia son consistentes con la edad de la UCE, es decir, a mayor edad de operación, mayor el tiempo de operación y paro de las unidades. No obstante, se ha detectado que UCE de CC con menos de 5 años de operación presentaron valores atípicos que merman la flexibilidad operativa del sistema.

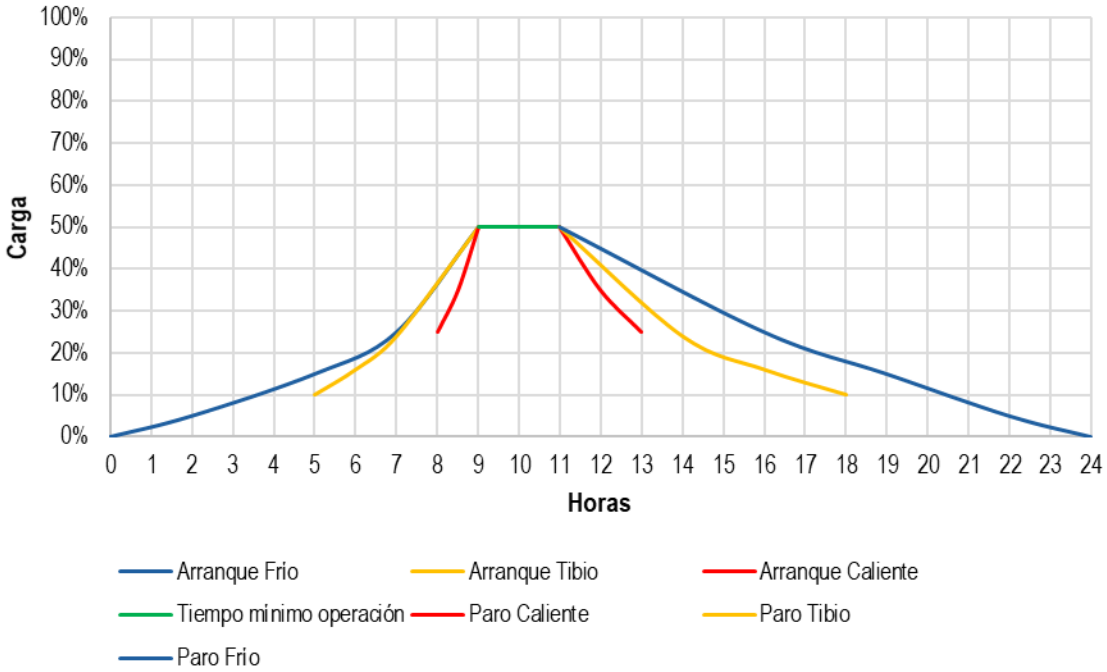
El ciclo de operación de una UCE térmica[180] se compone de cinco fases: el arranque, la rampa incremental, el tiempo de operación, la rampa decremental y el paro. Cada UCE tiene un ciclo mínimo de operación que, dependiendo de sus capacidades, puede requerir de un arranque en frío, tibio o caliente[181] para sincronizarse al sistema, los cuales están directamente relacionados con el tiempo que la UCE ha estado fuera de servicio, es decir, el tiempo de paro.

[180] Cabe mencionar que sólo las UCE de TG carecen de los conceptos de arranque y paro en frío, tibio y caliente. Para esas tecnologías, su diseño mecánico permite arranques y paros únicos independientes de las condiciones térmicas de las partes calientes (que es lo contrario en un generador de vapor o caldera).

[181] Intervalo de tiempo medido en horas, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la UCE hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema.

Una vez en sincronía, la operación requiere de un tiempo mínimo de operación,[182] el cual se establece para garantizar la integridad física de las UCE a largo plazo (ver Gráfica 192).

Gráfica 192. Ciclo mínimo de operación de una UCE de Oferta de Venta TE



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la Tabla 92, los ciclos mínimos de operación y paro en el SIN de las UCE de CC presentaron valores atípicos en el segmento de 0 a 5 años de operación con 21 horas, esto es casi el 90 % de las horas del día, cuando para los segmentos de 6 a 10 y de 11 a 20 años requirieron alrededor el 62 % de las horas del día. Estas UCE por sus características técnicas son las que pueden ofrecer mayor rango en sus capacidades de despacho; sin embargo, los ciclos mínimos revelaron una condición que va en detrimento de la flexibilidad operativa del sistema.

Cabe destacar que estos ciclos mínimos de operación consideran sólo arranques en frío, dado que son los únicos valores de arranque registrados en las bases de datos del CENACE.

De igual manera, se destacan los valores promedio que presentan las UCE TG en el SIN, si bien no superan las 24 horas, las UCE con 0 a 5 años de operación registraron 13 horas, valor fuera del rango normal de operación de esta tecnología.

En cuanto al BCA, se destaca el promedio presentado por los CC en el segmento de 31 a 40 años de operación, lo equivalente a un poco más de dos días. En el BCS, las UCE de TC fueron las de mayor tiempo en su ciclo de operación, pero menor a 24 horas.

[182] Intervalo de tiempo medido en horas, referido al tiempo en que una UCE debe operar de forma continua, desde el momento que la unidad entra en sincronismo con el sistema hasta el momento que sale de servicio.

Tabla 92. Ciclo mínimo de operación de UCE con Oferta de Venta TE en los Parámetros de Referencia, 2020

Sistema	Tecnología	Horas promedio por intervalos de años de operación					
		De 0 a 5	De 6 a 10	De 11 a 20	De 21 a 30	De 31 a 40	De 40 a 60
SIN	CA				34	47	
	CC	21	16	14	22	31	34
	CI	4					
	TC				27	45	42
	TG	13	6	6	3	5	7
BCA	CC	4		2		53	
	TC					28	
	TG					4	5
BCS	CI			4	4		
	TC						22
	TG	3	4			4	4

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Para ejemplificar el impacto de los tiempos de operación y paro, se puede considerar que si estos son cercanos o mayores a 24 horas, la asignación de estas UCE no puede ser optimizada por el proceso que realiza el MDA, puesto que su horizonte de tiempo es de solo un Día de Operación y, por tanto, no considera las condiciones del día siguiente, lo que reduce la flexibilidad operativa del sistema.

Por la razón anterior, las Reglas del Mercado contemplan el proceso del AU-HE que debería ejecutarse previo al MDA y resolver el mercado en un horizonte para siete Días de Operación. De este modo, mediante el AU-HE se puede optimizar la asignación de UCE con tiempos de operación, paro y arranque mayores a 24 horas, las cuales no serían optimizables en el AU-MDA. No obstante, este proceso aún no se encuentra en operación.

4.6.4 Marco Regulatorio

4.6.4.1 Validación de Ofertas de Venta

De acuerdo con lo dispuesto por las Reglas del Mercado, los valores que los PM emiten en sus Ofertas de Venta y la discordancia con los valores registrados en los Parámetros de Referencia pueden significar un incumplimiento de sus obligaciones de ofertar la totalidad de sus capacidades para producir energía, potencia y Servicios Conexos al MEM.[183]

La información contenida en las Ofertas de Venta entra a un proceso de validación por el CENACE, que considera el tipo de oferta de la UCE, lo que tiene como propósito evitar el ingreso de información con deficiencias a la solución del mercado.[184]

En cuanto a la validación de Ofertas de Venta TE,[185] dentro de los criterios a validar se encuentran:

> *(iii) En cada hora, el rango de potencias considerado en la oferta incremental deberá incluir todo el rango de operación; la potencia del primer punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, mientras que la potencia del último punto de la oferta incremental deberá ser menor o igual que el Límite de Despacho de Emergencia Máximo.*

[183] Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, numeral 2.2.2, inciso (a), fracción (iii).

[184] Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, numeral 2.5.6, incisos (a), (b) y (c).

[185] Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, numeral 2.5.6, inciso (e).

(A) En cada hora, la oferta incremental deberá ser monótonamente no decreciente, formada por uno o más segmentos lineales, cada uno de los cuales tiene una pendiente igual a cero. Para lo anterior: el precio marginal incluido en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor o igual que el precio marginal del punto anterior.

(B) La potencia incluida en cada punto de la oferta incremental deberá ser mayor que la potencia del punto anterior.

(iv) Cuando la Unidad de Central Eléctrica tenga prohibido ofrecer alguna categoría de Servicios Conexos como resultado de no alcanzar el estándar mínimo de cumplimiento, su oferta de capacidad para ese servicio deberá ser igual a cero.

Respecto a las Ofertas de Venta de UCE HI con embalse, se debe considerar que estas se ven afectadas por restricciones externas a su generación; sin embargo, el CENACE debe validar:[186]

(i) El límite máximo de generación diaria con las unidades asociadas a cada embalse deberá ser igual al valor calculado en el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido.

(ii) Cuando la Unidad de Central Eléctrica tenga prohibido ofrecer alguna categoría de Servicios Conexos como resultado de no alcanzar el estándar mínimo de cumplimiento, su oferta de capacidad para ese servicio deberá ser igual a cero.

De acuerdo con lo anterior, en caso de un PM que representa a una UCE térmica presente una Oferta de Venta donde los LDEMín y LDEMáx sean el mismo valor o se vean reducidos de acuerdo con los Parámetros de Referencia registrados, estaría infringiendo las normativas de validación de ofertas. Por lo que la Oferta de Venta debería ser rechazada y, en su lugar, el CENACE realizaría una oferta por omisión basada en los Parámetros de Referencia de la UCE. [187]

Las UCE que consistentemente reduzcan su rango de operación a través de una Oferta de Venta con valores distintos a los registrados en sus Parámetros de Referencia impactan directamente la flexibilidad operativa con la que cuenta el Operador del sistema al reducir la capacidad de generación despachable.

Las Reglas del Mercado establecen la facultad a la UVM para otorgar exenciones al requisito de ofertas basadas en costos y de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica y Servicios Conexos, las cuales no serán evaluadas por el CENACE. Para ello, los PM deben enviar una solicitud a la UVM detallando el tipo de exención acompañada de un documento emitido por el CENACE que establezca que la UCE no es requerida por temas de Confiabilidad. De ser otorgada, la UVM notificará al CENACE.[188] En caso de que no exista una justificación clara para que una Oferta de Venta sea no despachable, la UVM puede determinar si es necesario iniciar una verificación de Parámetros de Referencia.[189]

4.6.4.2 VERIFICACIÓN DE PARÁMETROS DE REFERENCIA

El Manual de Vigilancia del Mercado establece que la UVM y el MIM deberán verificar que los Parámetros de Referencia que obren en el registro del CENACE reflejen las capacidades, restricciones y los costos reales de las

[186] Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, numeral 2.5.6, inciso (g).

[187] Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, numeral 2.5.9.

[188] Manual de Vigilancia del Mercado, Capítulo 10.

[189] Manual de Vigilancia del Mercado, numeral 5.1.10.

UCE, considerando que los PM tienen la obligación de actualizarlos por lo menos una vez por año, lo que permite que el CENACE cuente con información precisa sobre los recursos a su disposición.

Las Reglas del Mercado establecen que la UVM podrá solicitar a un tercero experto que realice la verificación presencial de los Parámetros de Referencia en el registro del CENACE.[190] La verificación debe considerar las especificaciones del fabricante y las características reales comprobables de la UCE; si en esta se detectan inconsistencias con los Parámetros de Referencia, la UVM debe instruir al CENACE la modificación correspondiente en su registro.

Los terceros expertos deben ser autorizados por la UVM, considerando los lineamientos generales que en su caso expida la AVM,[191] su función puede resultar esencial para corroborar las condiciones que motivan los tiempos de operación y paro mayores a los esperados, así como las diferencias entre los valores ofertados y los Parámetros de Referencia, considerando que de igual manera si los valores cuentan con una justificación válida, la AVM puede exentar por un periodo determinado la verificación de los Parámetros de Referencia de las UCE que no tengan un impacto significativo en el mercado.

4.6.4.3 INCENTIVOS A LA FLEXIBILIDAD OPERATIVA

La falta de flexibilidad operativa documentada a lo largo de esta sección indica que no existen condiciones que incentiven a los PM a brindar mayor rango de operación de sus UCE.

De acuerdo con las BME, el desarrollo de los siguientes elementos en una segunda etapa del MEM, podrían tener un impacto positivo en la flexibilidad operativa del sistema:

I. La separación de los servicios de Regulación Secundaria al alza y a la baja, bajo el entendido de que, en la segunda etapa se podrán definir categorías adicionales de Servicios Conexos, o bien factores adicionales en el esquema de pagos para las Reservas de Regulación Secundaria, a fin de valorar la precisión, velocidad de respuesta, y otros factores relevantes en la calidad de las reservas proporcionadas, de forma que aquellos recursos que provean una regulación de mayor calidad sean compensados de manera proporcional a la reducción en los costos del SEN que producen.[192]
II. La implementación de una Curva de Demanda de Reservas y, a través de ella, la aplicación de precios graduales de escasez.

Estos elementos planeados para el MEM pueden ser dos métodos para proveer mayor flexibilidad operativa por parte de los PM y sus UCE, esto tomando en cuenta la posibilidad de establecer nuevas metodologías para determinar precios que incentiven a los PM a ofrecer dichos servicios en el mercado.

4.6.5 CONCLUSIONES

La flexibilidad operativa de un sistema eléctrico puede ser afectada por las capacidades incluidas en las Ofertas de Venta en comparación con los valores registrados en los Parámetros de Referencia.

En lo que refiere a las capacidades de generación mínima y máxima, las UCE con Ofertas de Venta TE e HI en el SIN, BCA y BCS incrementaron sus LDEMín ofertados, restringiendo su rango de operación y, a su vez, la flexibilidad operativa con la que se cuenta en los tres sistemas. Destacan las tecnologías CC y CI, las cuales participan con más del 60 % de la generación en el SIN y BCA, en el caso de CC, y BCS, en el caso de CI, ya que sus LDEMín de

[190] Manual de Vigilancia del Mercado, numerales 5.3.2 y 5.3.3.

[191] Manual de Vigilancia del Mercado, numerales 2.3.1,inciso (c), fracción (iii); 2.3.2, inciso (d), fracción (xiv) y 5.4.1.

[192] BME, Bases 10.4.1, inciso (a), fracción (i) y 10.4.3, inciso (h), fracción (i)

referencia y ofertados incrementaron en 2020 con respecto a 2019. Por su parte, las capacidades ofertadas de las UCE HI, mostraron que aquellas con turbina Pelton y Francis ofertaron LDEMín hasta 40 puntos porcentuales arriba de las referencias de diseño de este tipo de tecnología.

En 2020 se registró un incremento de la capacidad y energía de las Ofertas de Venta TE asignables no despachables en el SIN y BCS de aquellas UCE que pertenecen a las EPS de Generación de la CFE, a diferencia de las UCE de Otros PM que proporcionaron una mayor flexibilidad operativa en el caso del SIN, ya que Otros PM no representan capacidad térmica en el BCS.

Lo anterior, se confirmó con el número de horas en que las UCE de los tres Sistemas Interconectados presentaron sus Ofertas de Venta asignables no despachables en el MDA. Las UCE de las EPS de Generación de la CFE concentraron el mayor número de horas de Ofertas de Venta TE asignables no despachables (95.5 %) en el SEN durante 2020.

Se observó que en el SIN, las UCE de TG de las EPS de Generación de la CFE ofertaron 67,203 horas con Ofertas de Venta asignables no despachables, es decir, presentaron LDEMín igual a su LDEMáx. Al presentar ofertas de este tipo, además de su inflexibilidad, las UCE TG no marginaron en el mercado, por lo que sus costos no se incluyeron en la solución del MECP. El diseño del MEM establece que en la segunda etapa existirán dos corridas del modelo del MDA, donde el modelo de precios tomará a las unidades con carga fija (potencia máxima igual a potencia mínima) como despachables entre cero y la potencia máxima.

En cuanto a las Ofertas de Venta de reservas, se observó una disparidad con los valores establecidos en los Parámetros de Referencia. La falta de actualización de Parámetros de Referencia puede ser la razón de las diferencias (solo el 3.7 % de las modificaciones de Parámetros de Referencia fueron sobre las capacidades para proveer reservas). Cabe mencionar que es de suma importancia que el CENACE cuente con información real y verificada de los Parámetros de Referencia y técnicos de todas las UCE con fines de tener una asignación de UCE que garantice la operación confiable del MEM, aunado a que la LIE establece como una obligación para los PM el registrar sus parámetros de costos y capacidades ante el Operador del MEM, así como ofertar la totalidad de sus capacidades.

Del análisis de los tiempos mínimos y máximos de operación y paro de los Parámetros de Referencia, se identificó que estos no permiten que las UCE sean optimizadas en el MDA debido a tiempos cercanos o mayores a 24 horas, por lo que sólo podrían entrar al proceso del AU-HE, el cual aún no se encuentra en operación. Esto dificulta el uso de los recursos de generación, dado que, a mayor tiempo de operación y paro, menor es la flexibilidad de operación de la UCE.

El no optimizar las UCE en el MDA, tiene como consecuencia el menoscabo de la flexibilidad operativa de los Sistemas Interconectados al limitar la capacidad de los recursos, especialmente a través de los valores ofertados por los PM. Debido a lo anterior, es importante revisar las condiciones en las que se lleva a cabo la validación de las Ofertas de Venta por parte del CENACE, si se rechazan aquellas ofertas que no cumplen con los requisitos necesarios y si el Operador realiza una oferta por omisión.

Actualmente, en el MEM no se cuenta con terceros expertos que lleven a cabo la revisión y verificación de las condiciones de las UCE, que identifiquen las causas de las diferencias entre los Parámetros de Referencia y los valores de las Ofertas de Venta para que, de ser necesario, los PM los corrijan o soliciten la exención a su obligación de ofertar la totalidad de sus capacidades bajo justificaciones técnicas. Adicionalmente, no existen incentivos que busquen aumentar la flexibilidad de las UCE y así los PM ofrezcan capacidades al mercado que abonen a mantener la Confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

4.6.6 RECOMENDACIONES

- Las UCE TG que presentan LDEMín igual al LDEMáx no son susceptibles de marginar en el mercado, lo que podría tener un impacto en la recuperación de los costos de los PM en el MEM, en la asignación de dichas UCE (tanto para potencia como para reservas). Se recomienda que la CRE lleve a cabo las acciones necesarias para que, en la Segunda Etapa del MEM, el CENACE realice una corrida de despacho y una corrida de precios en cada uno de los programas de despacho del MECP, de manera que el modelo de precios tome a las unidades con carga fija (potencia máxima igual a potencia mínima) como despachables entre cero y la potencia máxima, de acuerdo con lo contemplado en las Base 9.1.9, inciso (d), fracción (iv) de las BME.
- En el SEN se observó menor flexibilidad operativa de las UCE en comparación con referencias internacionales; esto crea costos adicionales por la asignación no eficiente de UCE con altos LDEMín. Las Reglas del Mercado no contienen una metodología para corregir ofertas que reducen la flexibilidad de las UCE más allá de la verificación de los Parámetros de Referencia, por lo que no existen incentivos económicos para inducir al PM a ofertar parámetros técnicos más flexibles. Se recomienda que la CRE establezca una mesa de trabajo con el CENACE para la implementación de elementos de la Segunda Etapa del MEM como son la separación de los servicios de Regulación Secundaria al alza y baja, así como una Curva de Demanda de Reservas con metodologías de formulación de precio enfocada en incentivar la flexibilidad operativa de los PM y sus recursos.
- Las Ofertas de Venta que contienen valores distintos a sus Parámetros de Referencia pueden estar infringiendo la obligación de ofertar la totalidad de sus capacidades si no existe una justificación técnica aparente. La asignación de estas Ofertas de Venta significa una pérdida en la eficiencia de la optimización que realiza el CENACE, puesto que se resta flexibilidad operativa al sistema, especialmente en el caso de UCE térmicas. Por lo anterior, se recomienda que la CRE solicite al CENACE un informe en el que señale el motivo de aceptación de las Ofertas de Venta que contienen valores que no correspondan a sus Parámetros de Referencia, considerando que estas debieron ser rechazadas y, en su lugar, el CENACE debió establecer una oferta por omisión de acuerdo con el procedimiento de Validación de Ofertas de Venta del numeral 2.5 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- Las UCE con tiempos mínimos de operación y paro igual o mayor a 24 horas, no pueden ser optimizadas en el modelo del MDA. No obstante, el proceso del AU-HE resolvería esta condición al tener un horizonte de tiempo de siete Días de Operación, lo cual tendría como efecto una mejor asignación de estas UCE al considerar la condición de falta de flexibilidad en su operación. Por ello, se recomienda que el CENACE implemente el proceso del AU-HE contemplado en la Base 9.9 de las BME.
- El incremento en la oferta de los LDEMín, la falta de consistencia entre las capacidades ofertadas y de referencia en las reservas y el incremento en los tiempos mínimos de operación (los cuales dependen de los Parámetros de Referencia), son consecuencias por la falta de actualización de la información de costos y capacidades de las UCE con la que cuenta el CENACE. Contar con esa información significaría una asignación más eficiente de las UCE, y por lo tanto, una mejora en la flexibilidad operativa del SEN. En este sentido, se recomienda que la CRE emita, de conformidad con el numeral 5.4 del Manual de Vigilancia del Mercado, los lineamientos generales que debe aplicar la UVM a fin de autorizar a terceros expertos la práctica de auditorías, peritajes u otros medios que permitan esclarecer las condiciones técnicas y de costos de los activos de los PM. De esta forma, los PM podrán presentar anualmente la actualización de dichos parámetros como lo establece el Manual de Vigilancia del Mercado en el numeral 5.2.1, garantizando la validación y precisión en los valores de referencia sometidos por los PM y que son utilizados por el CENACE para evaluar y asignar las ofertas.

5 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE OTROS PRODUCTOS Y MERCADOS

5.1 SUBASTAS DE LARGO PLAZO

El primer proceso de SLP (SLP-1/2015) contemplaba que la mayor parte de la capacidad comprometida entraría en operación durante el 2018. Hasta el 31 de diciembre de 2020, se encuentran en operación el 68.7 % de los proyectos comprometidos, es decir 11 de las 16 CE asignadas en este proceso.

Tabla 93. UCE en operación asociadas a un CCE asignados en la SLP-1/2015, 2020

Sistema	GCR	Central	Fecha de alta	Tipo de oferta	Tecnología	Capacidad Neta (MW)
SIN	NTE	CE070	18/12/2017	RN	FV	250
SIN	OCC	CE690	23/12/2017	RN	FV	207
SIN	NTE	CE714	28/02/2018	RN	FV	330
SIN	NES	CE283	03/06/2018	RN	EO	168
SIN	PEN	CE191	13/08/2018	RN	EO	76
SIN	OCC	CE326	13/09/2018	RN	FV	100
SIN	OCC	CE056	11/12/2018	RN	FV	63
SIN	OCC	CE108	09/03/2019	RN	FV	100
SIN	PEN	CE369	22/03/2019	RN	FV	18
SIN	PEN	CE074	05/09/2019	RN	FV	30
SIN	PEN	CE794	11/07/2020	RN	EO	90
Total						**1,432**

Notas: Se utiliza la primera fecha de inicio de operación en las bases de datos del CENACE.
Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

De acuerdo con la información proporcionada por el CENACE, restan 653 MW de capacidad neta comprometida en la SLP-1/2015, correspondientes a los proyectos de cinco CE pendientes de comenzar su operación de acuerdo con la Fecha de Entrada en Operación Comercial original, de las cuales cuatro están ubicadas en la GCR PEN y una en el BCS (ver Tabla 94).

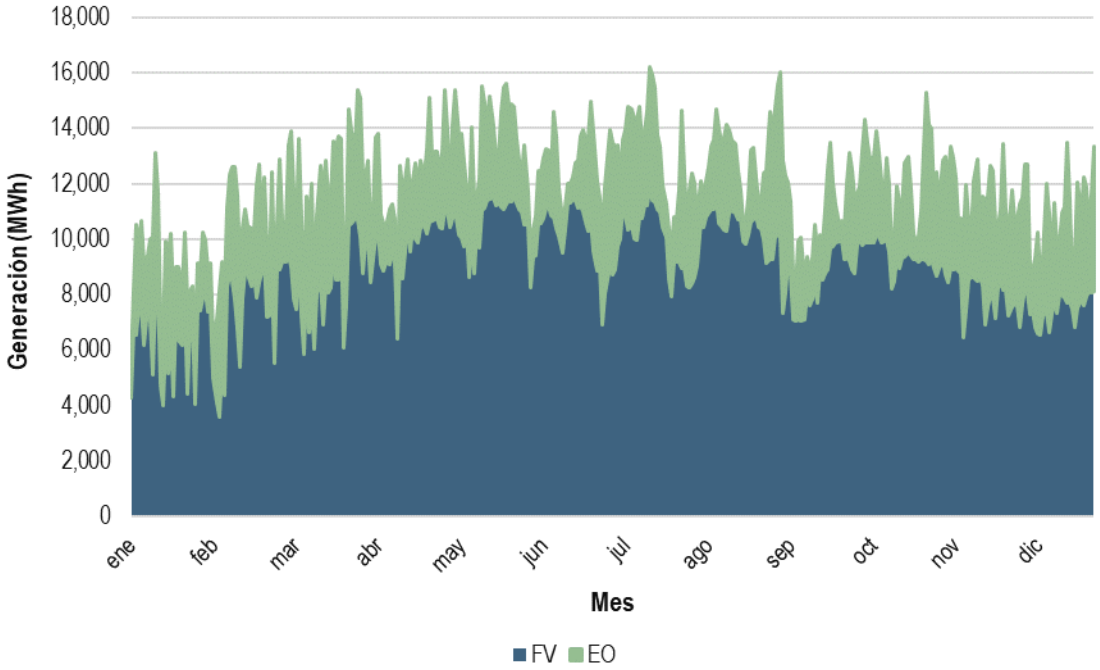
Tabla 94. Proyectos pendientes por entrar en Operación Comercial SLP-1/2015

Estado	Fecha de Entrada en Operación Comercial	Tecnología	Capacidad Comprometida (MW)
Yucatán	30/06/20	FV	70
Yucatán	31/12/21	EO	30
Yucatán	31/12/21	EO	30
Yucatán	30/06/21	FV	500
Baja California Sur	15/12/20	FV	23

Notas: La Fecha de Entrada en Operación Comercial fue establecida e informada por el Solicitante.
Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

En 2020 el 76 % de la energía generada por UCE relacionadas con la SLP-1/2015, provino de tecnología FV. La generación promedio horaria fue 493 MWh en 2020, esto representó el 13 % del total de la generación promedio horaria con tecnología FV y EO en el SEN (ver Gráfica 193).

Gráfica 193. Generación por tipo de tecnología de UCE correspondientes a SLP-1/2015, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.1.1 SLP-1/2016

En relación con el segundo proceso de SLP (SLP-1/2016), hasta diciembre de 2020 se encuentran en operación el 93 % de los proyectos; es decir, 42 de las 45 UCE asociadas a un CCE (ver Tabla 95). La capacidad neta que no ha entrado en operación (362 MW) corresponde a tres proyectos, localizados en los estados de Chihuahua, Guanajuato, y Oaxaca (ver Tabla 96).

Tabla 95. UCE en operación asociadas a un CCE asignados en la SLP-1/2016, 2020

Sistema	GCR	Central	Fecha de alta	Tipo de oferta	Tecnología	Capacidad Neta (MW)
SIN	CEN	CE104	29/01/2016	NP	HI	53
SIN	OCC	CE273	29/01/2016	NP	GE	25
SIN	OCC	CE373	29/01/2016	NP	HI	15
SIN	NES	CE578	12/02/2016	RN	CC	505
SIN	NOR	CE271	12/03/2016	RN	CC	394
SIN	NTE	CE494	01/06/2018	RN	FV	30
SIN	NES	CE210	20/08/2018	RN	EO	388
SIN	OCC	CE607	06/09/2018	RN	FV	150
SIN	OCC	CE648	27/09/2018	RN	FV	140
SIN	NTE	CE555	15/10/2018	RN	FV	148
SIN	OCC	CE262	15/10/2018	RN	FV	30
SIN	OCC	CE351	18/10/2018	RN	FV	30
SIN	NES	CE689	03/12/2018	RN	EO	249
SIN	NOR	CE043	21/12/2018	RN	FV	125

Sistema	GCR	Central	Fecha de alta	Tipo de oferta	Tecnología	Capacidad Neta (MW)
SIN	NES	CE617	19/02/2019	RN	EO	50
SIN	NES	CE215	28/02/2019	RN	EO	100
SIN	NOR	CE598	13/03/2019	RN	FV	90
BCA	BCA	CE643	13/03/2019	RN	FV	41
SIN	NOR	CE647	24/03/2019	RN	FV	180
SIN	OCC	CE037	11/05/2019	RN	FV	300
SIN	NTE	CE593	08/06/2019	RN	FV	101
SIN	OCC	CE735	28/08/2019	RN	FV	100
SIN	OCC	CE727	27/09/2019	RN	FV	126
SIN	NTE	CE752	05/11/2019	RN	FV	83
SIN	ORI	CE774	28/02/2020	RN	FV	70
SIN	PEN	CE794	11/07/2020	RN	EO	90
Total						**3,611**

Notas: Se utiliza la primera fecha de inicio de operación en las bases de datos del CENACE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

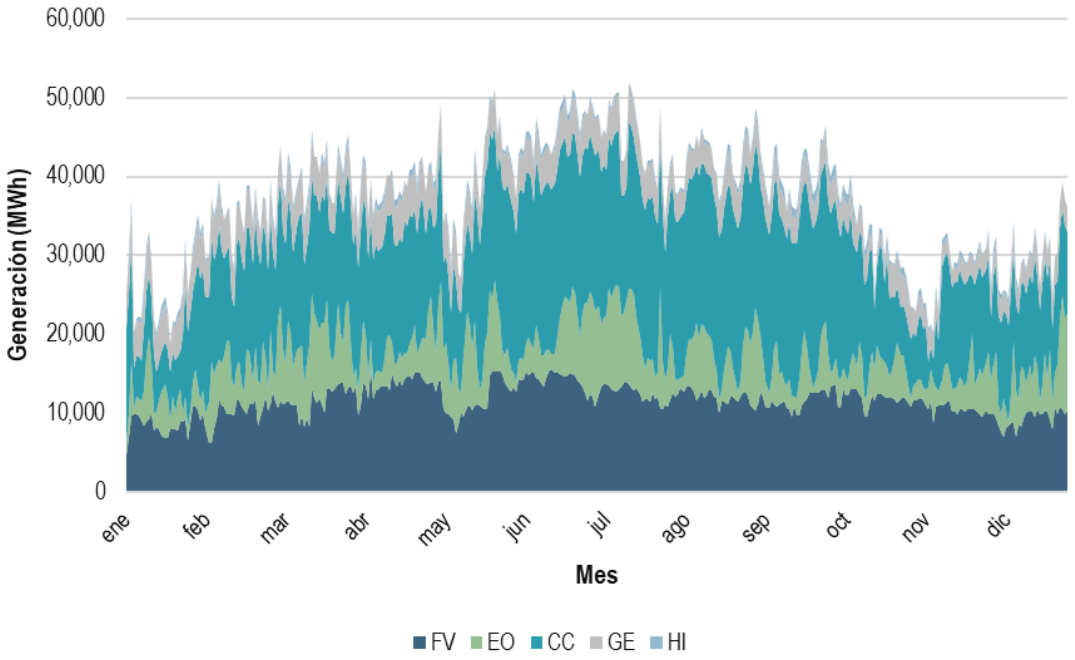
Tabla 96. Proyectos pendientes por entrar en Operación Comercial SLP-1/2016

Estado	Fecha de Entrada en Operación Comercial	Tecnología	Capacidad Comprometida (MW)
Chihuahua	20/06/21	FV	80
Guanajuato	15/03/21	FV	30
Oaxaca	n.d.	EO	252

Notas: "n.d." es no disponible. La Fecha de Entrada en Operación Comercial fue establecida e informada por el Solicitante.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En 2020 el 42 % de la energía generada por UCE relacionadas con la SLP-1/2016 provino de tecnología CC. La generación promedio horaria fue de 1,549 MWh en 2020, esto representó el 21 % del total de la generación promedio horaria con tecnología FV, EO y GE, el 1 % del total de la generación promedio horaria con tecnología HI y el 3 % del total de la generación promedio horaria de CC en el SEN (ver Gráfica 194).

Gráfica 194. Generación por tipo de tecnología de UCE correspondientes a SLP-1/2016, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.1.2 SLP-1/2017

En cuanto al tercer proceso de SLP (SLP-1/2017), hasta diciembre de 2020 se encuentran en operación 68.7 % de los proyectos; es decir, 11 de las 16 UCE que resultaron con CCE asignados, mismas que se han dado de alta en nueve CE (ver Tabla 97). La capacidad que no ha entrado en operación consta de 628.3 MW y corresponde a 5 proyectos localizados en los estados Coahuila, Sonora, Tlaxcala y Zacatecas (ver Tabla 98).

Tabla 97. UCE en operación asociadas a un CCE asignados en la SLP-1/2017, 2020

Sistema	GCR	Central	Fecha de alta	Tipo de oferta	Tecnología	Capacidad Neta (MW)
SIN	NES	CE283	03/06/2018	RN	EO	168
SIN	NTE	CE734	19/10/2019	RN	FV	150
SIN	NOR	CE748	13/12/2019	RN	FV	200
SIN	NES	CE746	17/01/2020	RN	EO	95.7
SIN	OCC	CE755	27/01/2020	RN	FV	300
SIN	NES	CE757	29/01/2020	RN	EO	244
SIN	NES	CE772	04/03/2020	TE	TG	550
SIN	NES	CE817	29/10/2020	NP	EO	100
SIN	OCC	CE819	14/11/2020	NP	FV	95
SIN	NOR	CE830	24/11/2020	NP	FV	99
SIN	NES	CE766	23/12/2020	NP	EO	99
Total						**2,102**

Notas: Se utiliza la primera fecha de inicio de operación en las bases de datos del CENACE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

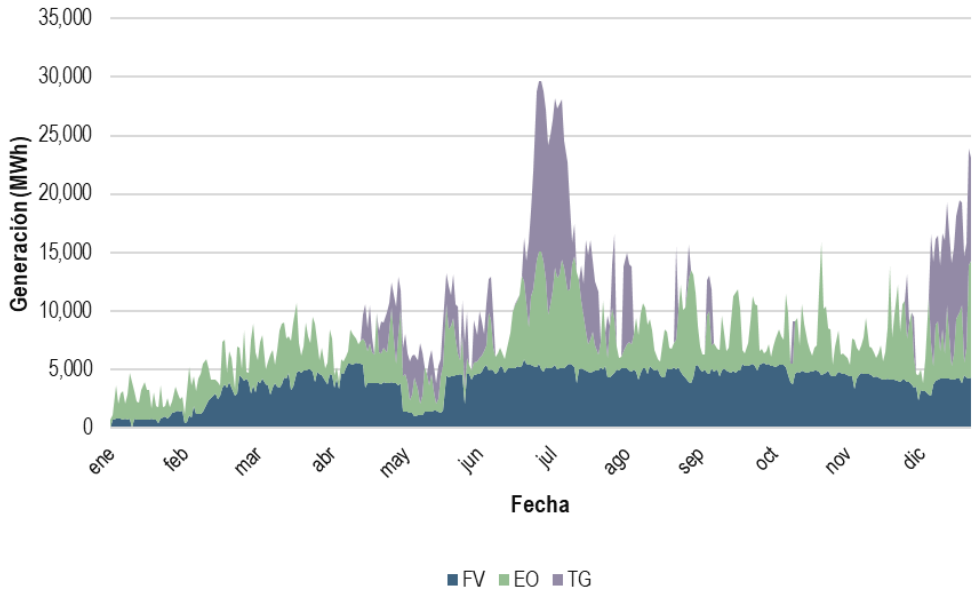
Tabla 98. Proyectos pendientes por entrar en Operación Comercial SLP-1/2017

Estado	Fecha de Entrada en Operación Comercial	Tecnología	Capacidad Comprometida (MW)
Coahuila	31/03/21	EO	149
Sonora	31/07/21	FV	100
Sonora	15/12/21	FV	99
Tlaxcala	20/12/20	FV	200
Zacatecas	28/02/21	FV	80

Notas: La Fecha de Entrada en Operación Comercial fue establecida e informada por el Solicitante.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El tipo de tecnología FV fue el que más contribuyó a la generación de UCE relacionadas a SLP-1/2017, con 43 % en 2020. La generación promedio horaria fue de 387 MWh en 2020, esto representó el 8 % del total de la generación promedio horaria con tecnología FV y EO en el SIN (ver Gráfica 195).

Gráfica 195. Generación por tipo de tecnología de UCE correspondientes a SLP-1/2017, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.2 SUBASTAS DE MEDIANO PLAZO

El 4 de junio de 2019, el CENACE publicó el Acuerdo de suspensión de la SMP SMP-1/201846, en atención a lo instruido por la SENER.[193] Posteriormente, el 20 de diciembre de 2019, el CENACE dando cumplimiento al oficio número SENER.100/2019/891 de fecha 26 de noviembre de 2019 girado por la SENER, comunicó a los interesados la cancelación de la SMP-1/2018.[194] Por lo que no se han presentado eventos relevantes desde la suspensión y cancelación de la SMP-1/2018.

[193]Centro Nacional de Control de Energía (2020). Acuerdo de suspensión de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02%20Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_04062019.pdf

[194]Centro Nacional de Control de Energía (2020). Acuerdo de Cancelación de las SMP 1-2018. Disponible en:https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/03%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_20122019.pdf

5.3 CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS

5.3.1 CERTIFICADOS DE ENERGÍAS LIMPIAS OTORGADOS POR LA CRE

El número de CEL otorgados por la CRE se encuentra actualizado hasta abril de 2020 en el S-CEL.[195] El total otorgado hasta el periodo señalado representa el 97.5 % del número de CEL que fueron otorgados a abril del año previo (ver Tabla 99). De acuerdo con la información actualizada al 31 de julio de 2020, hay 91 empresas registradas en el S-CEL.[196]

Tabla 99. CEL otorgados de enero a abril de 2019 y 2020

Mes	2019	2020	Diferencia (%)
Enero	648,446	1,438,378	121.8
Febrero	669,892	1,611,948	140.6
Marzo	1,096,305	1,935,522	76.6
Abril	1,048,470	1,854,459	76.9
Total	**3,463,113**	**6,840,307**	**97.5**

Notas: Cifras sujetas a revisiones periódicas e incluyen las asignaciones de CEL de los nuevos participantes que obtienen su registro en el S-CEL.
Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE.

5.3.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA

En esta sección se presenta la cantidad de energía generada proveniente de UCE consideradas como fuentes de Energías Limpias, tomando en cuenta los criterios para determinar la energía eléctrica con derecho a recibir CEL, es decir, se excluye la generación proveniente de CIL, así como la energía generada por UCE limpias que entraron en operación antes de agosto de 2014.

Como se puede observar en la Tabla 100, en el 2020 existió una mayor generación de Energía Limpia que en el 2019, con una diferencia de 35.2 %, debido principalmente al aumento de capacidad FV y EO.

Tabla 100. Generación de Energía Limpia, 2019 y 2020

Tecnología	2019	2020	Diferencia (%)
FV	7,690,998.5	12,514,797.1	62.7
EO	5,344,809.8	7,725,221.9	44.5
BI	89,583.1	72,295.0	-19.3
HI	775,262.5	703,011.3	-9.3
NU	1,632,109.5	1,629,640.6	-0.2
COG	5,264,537.5	5,481,122.7	4.1
Total	**20,797,300.9**	**28,126,088.5**	**35.2**

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[195] Ver: CEL otorgados, actualizado a abril de 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/555164/Cel_Otorgados_2020_Abril.pdf

[196] Ver: Empresas de Generación Limpia registradas en el S-CEL actualizado el 31 de julio de 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569130/Empresas_de_generaci_n_registradas_en_el_S-CEL_31_07_20.pdf .

Debe considerarse que esta generación no necesariamente será validada como CEL, debido a los procedimientos regulatorios que los PM deben llevar a cabo ante la CRE para la certificación de sus UCE, la acreditación de la generación y el caso de las UCE con repotenciaciones[197] después del 11 de agosto de 2014 para aumentar su producción de Energía Limpia.

5.4 MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

En esta sección se presentan los resultados preliminares del MBP del Año de Producción 2020, publicados hasta el 31 de diciembre de ese año, y se hace un análisis de estos. La ejecución del MBP tendrá lugar en febrero de 2021 y por ello no se cuenta con datos definitivos al momento de escribir este Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020. Asimismo, se muestran comparaciones respecto a los años de producción 2016, 2017, 2018 y 2019, cuyas ejecuciones para el MBP se realizaron el mes de febrero de 2017, 2018, 2019 y 2020, respectivamente.

Esta sección está organizada de la siguiente forma: i) se describe el objetivo del MBP y su funcionamiento; ii) se presentan los resultados preliminares del MBP de 2020; iii) se analizan las determinaciones del CENACE y el diseño del MBP; y iv) se presentan las conclusiones y recomendaciones para mejorar el funcionamiento del MBP.

5.4.1 OBJETIVO DEL MBP

De acuerdo con el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, se plantean como propósitos del MBP los siguientes:

- Establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN, los cuales fomentarán una demanda adecuada para contratar Potencia en el mediano y largo plazo. En consecuencia, se incentivará el desarrollo de nueva capacidad de generación para el SEN en la medida que se requiera para que el sistema pueda satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales. Todo esto bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho conforme a la Política de Confiabilidad que establezca la SENER y a los Criterios de Confiabilidad que emita la CRE.
- Facilitar a los PM la compra y venta de Potencia y establecer el precio que tendrá la misma en ese mercado. La Potencia es un producto comercial que: (a) el CENACE acredita a los recursos, es decir, a las UCE o Recursos de Demanda Controlable Garantizada, en función de la cantidad de Potencia (capacidad) que hayan puesto a disposición del SEN en el Año de Producción y, (b) las ERC tienen la obligación de adquirir en función de la cantidad de Potencia (capacidad) que hayan demandado del SEN para el consumo de energía eléctrica en los Centros de Carga que hayan representado en el MEM durante ese mismo año.

El MBP constituye un medio complementario para que permite a los Generadores recuperar los costos fijos que no pueden ser recuperados mediante la participación en el MECP.

5.4.2 FUNCIONAMIENTO DEL MBP

Anualmente, el CENACE da a conocer la Potencia que cada ERC deberá obtener en función de los parámetros de demanda en los Centros de Carga asociados, además de un margen de reserva. El RAP es determinado conforme a una fórmula expresada en el numeral 6.1.1. del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

[197] Repotenciación se refiere al proceso de desmantelar y reemplazar las antiguas máquinas que operan en los parques de generación por generadores de tecnología moderna, los cuales permiten aumentar la potencia eléctrica generada. La Tabla 100 sí considera la repotenciación de las UCE con tecnología NU.

El RAP podrá satisfacerse mediante la Potencia que el CENACE acredite a una ERC específica; la Potencia que se obtenga de terceros a través de TBPot; o bien, la Potencia adquirida mediante el MBP.

En febrero de cada año, el CENACE da a conocer los requerimientos de Potencia para cada ERC y la Potencia Acreditada por los Generadores, la cual es determinada en función de la capacidad o reservas proporcionadas durante las 100 Horas Críticas del sistema. Las curvas de Oferta y Demanda de Potencia calculadas dan lugar al precio usado en compensación de los déficits de Potencia de todas las ERC.

Así, para el cumplimiento del RAP, las ERC y los Generadores pueden celebrar TBPot por el total de sus necesidades de Potencia, o bien, obtener bilateralmente una cantidad parcial de su requerimiento y el restante durante la ejecución del MBP al precio de equilibrio determinado por CENACE.

La Potencia que se intercambia en el MBP en cada ZP corresponde a la cantidad en la que se logra el punto de equilibrio determinado por CENACE, conforme a las secciones 8.2 y 8.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

En general, se considera al MBP como un mercado de "última instancia" al que acuden las ERC con el propósito de conseguir Potencia a una tarifa obtenida mediante el equilibrio entre la demanda y la oferta. Así, el MBP funge como un referente de precios de Potencia de las TBPot del año anterior a la ejecución del MBP.

Pese a que no está expresamente planteado en el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, es de esperarse que la utilidad principal del MBP sea incentivar la celebración de contratos de Potencia entre los PM que lo requieran, registrando este intercambio mediante TBPot, y que estos contratos en el mediano y largo plazo se traduzcan en inversiones en activos de la red eléctrica que permitan al operador realizar el balance entre demanda y generación durante la operación en Tiempo Real.

Para alcanzar este objetivo, el precio de Potencia determinado en el MBP debe aportar señales eficientes tanto para el intercambio de Potencia en el MBP como para el conseguido mediante TBPot en el año anterior a su ejecución. Las ineficiencias en el intercambio bilateral de Potencia pueden darse como consecuencia de la presencia de participantes con poder de mercado con capacidad de imponer precios excesivos a sus competidores. Dado que el funcionamiento del MBP permite conseguir la Potencia a un precio de equilibrio para los PM, se reduce la capacidad de ejercer poder de mercado para incrementar los precios de la Potencia en las Transacciones Bilaterales.

Al respecto, el MBP brinda una opción Ex-post para que los PM que lo requieran puedan conseguir Potencia a precios de equilibrio. Dicha opción limita el poder de mercado en contrataciones de Potencia del año anterior.

Así, el MBP aporta información de mercado hacia el mediano y largo plazo de manera que se fomente la adecuada evolución de la demanda para contratar Potencia. También facilita la recuperación de costos fijos a los Generadores, que no pueden ser recuperados en el MECP.

5.4.2.1 ETAPAS

De acuerdo con la sección 2.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, el MBP tiene tres etapas: una de preparación, otra de realización o cierre y una de liquidación.

En la etapa de preparación, el CENACE debe calcular para cada ZP y PM su RAP y su Potencia Anual Acreditada (PAA). Asimismo, da a conocer los CFNTGR. Esta información se emplea en la determinación de las curvas de Oferta y Demanda de Potencia, así como el precio de equilibrio de la Potencia.

El numeral 6.1.1. del Manual del Mercado para el Balance de Potencia detalla la forma en que se calculan estos valores.

En la etapa de realización o cierre del MBP para cada ZP, el CENACE calculará para cada PM la Obligación Neta de Potencia, la Oferta de Compra de Potencia, la Oferta de Venta de Potencia y, en su caso, el monto del Cargo para el Aseguramiento de la Potencia que deberá cubrir. Esta etapa es la realizada en febrero de cada año. Los resultados de este ejercicio no eran conocidos al momento de escribir este documento.

La liquidación del MBP para cada ZP se llevará a cabo después de que el CENACE haya informado a los PM la cantidad de Potencia que hayan vendido o adquirido a través del MBP y el Precio Neto de Potencia.

CÁLCULO DEL PRECIO DE CIERRE DE POTENCIA Y EL PRECIO NETO DE POTENCIA

El primer paso del MBP dentro de la etapa de preparación es la identificación de las 100 Horas Críticas para cada ZP. Las Horas son definidas como aquellas en las que se tienen las menores reservas de generación en cada ZP. Cabe señalar que para los ejercicios 2016 y 2017, las 100 Horas Críticas correspondieron a las de mayor demanda.

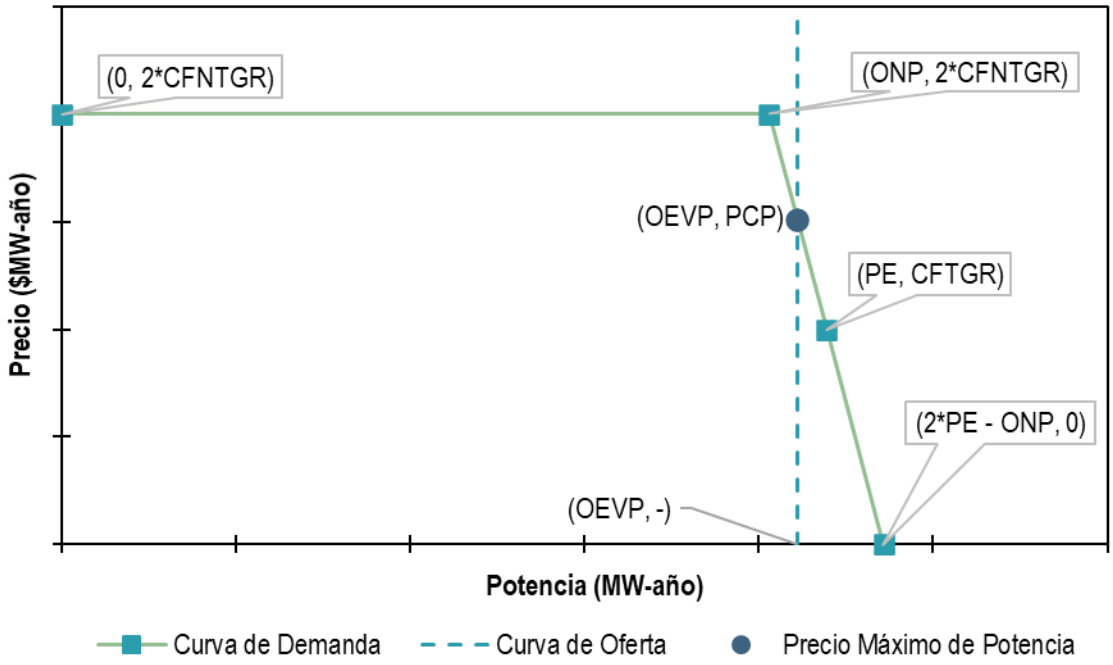
Una vez identificadas las 100 Horas Críticas, el CENACE debe calcular el RAP y la PAA en cada ZP y para cada PM. Así, como los CFNTGR. Esta información se emplea en la determinación de las curvas de Oferta y Demanda de Potencia, así como el Precio de Cierre de Potencia (PCP). Tanto el RAP como el PAA dependen de las condiciones de Oferta y Demanda de Potencia durante las 100 Horas críticas.

El numeral 6.1.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia detalla la forma en que se calculan estos valores.

La Ilustración 19 esquematiza las curvas de Oferta y Demanda de Potencia, así como el PCP, que corresponde al punto de equilibrio o intersección entre estas curvas. El PCP máximo de la potencia se establece por dos veces el valor del CFNTGR, parte horizontal de la curva de Demanda, por lo que un cambio en el CFNTGR puede representar un cambio sustancial en el MBP. El extremo derecho de la parte horizontal de la curva de Demanda está dado por la Obligación Neta de Potencia (ONP), que corresponde a la suma de todas las obligaciones estimadas de compra de todos los PM en la correspondiente ZP. El siguiente punto de la curva de Demanda está dado por la Potencia Eficiente (PE) y el CFNTGR. La PE se calcula como la ONP más el Valor del RAP Eficiente, que a su vez depende de la Reserva de Planeación Eficiente y que establecido por SENER, menos el RAP. Las secciones 7.4.3 y 7.4.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia detallan estos cálculos. Finalmente, el último punto de la curva de Demanda se establece como la PE más la diferencia entre la PE y la ONP y un precio de cero.

La curva de Oferta se calcula como el máximo entre cero y la diferencia de la PAA y el RAP (sección 7.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia). Esta curva es completamente vertical, asegurando así que siempre hay solo una intersección entre las curvas de Oferta y Demanda de Potencia.

Ilustración 19. Curvas de Oferta y Demanda de Potencia y estimación del Precio de Cierre de Potencia



Nota: CFNTGR – Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia; ONP – Oferta Neta de Potencia; PE – Potencia Eficiente; OVP – Oferta de Venta de Potencia; PCP – Precio de Cierre de Potencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Una vez estimado el PCP, se calcula el PNP para cada ZP como el máximo entre cero y la diferencia entre el PCP y los IMTGR que representan los ingresos netos (en exceso de sus costos variables) que la TGR habría obtenido (en promedio), de haber participado en el MDA. Dicha diferencia es expresada matemáticamente como:

$$PNP_{zp,a} = max\left[0, PCP_{zp,a} - IMTGR_{zp,a}\right] \qquad \forall zp, a\ [Pesos\ /\ MWaño]$$

5.4.3 Análisis de los resultados preliminares de 2020

5.4.3.1 100 Horas Críticas

Las 100 Horas Críticas, definidas como aquellas con menor reserva de generación, están directamente relacionadas con la Confiabilidad en la operación en Tiempo Real, y toman en cuenta las fallas de los equipos de generación. De esa forma, la definición de Horas Críticas con base en las reservas permite evaluar el sistema eléctrico en sus puntos más vulnerables y refleja la necesidad de evitar riesgos de apagones.

Otros mercados como PJM e ISO-NE han tomado medidas similares para ligar la operación en tiempo real y los mercados de balance de potencia para evitar riesgos de Confiabilidad en la operación de los respectivos sistemas eléctricos. En ISO-NE, se estableció un esquema de pago por desempeño para reducir el riesgo en la Confiabilidad. Bajo este esquema, la posición financiera de los PM en el MBP se define como un porcentaje de los requerimientos de energía y reserva durante escases de reservas en el sistema.[198] Por su parte, en el caso de PJM se realiza una evaluación de incumplimiento (*non-performance assesment*), en el cual se compara el desempeño real de los activos participantes en el mercado de balance contra el desempeño esperado de los mismos durante condiciones de

[198] Attachment I-1a -Transmittal letter on behalf of the ISO, Federal Energy Regulatory Commission, 2014.

emergencia del sistema. Los activos que sobrepasan el desempeño esperado pueden ser elegibles a un pago, mientas que aquellos que presentan un desempeño menor al esperado pueden ser acreedores a un cargo.[199]

La Tabla 101, Tabla 102 y Tabla 103 muestran una comparación entre el 2018, 2019 y 2020 de la incidencia por mes y hora del día de las 100 Horas Críticas para las ZP SIN, BCA y BCS respectivamente. La comparación con los años 2016 y 2017 no se muestra debido al cambio de metodología para la identificación de las Horas Críticas, recordando que de acuerdo con la Base 11.1.5 de las BME y los numerales 3.3 y 3.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, para los años de producción 2016 y 2017, las Horas Críticas se definen como las 100 horas que hayan tenido la mayor demanda de energía durante el Año de Producción para cada ZP. Mientras que a partir del año 2018, las Horas Críticas se definen como las 100 horas que tuvieron menor nivel de reservas de generación.

Para el SIN se observa un cambio relevante en la concentración de horas críticas por mes y por hora del mercado. Durante el 2020 las 100 Horas Críticas ocurrieron: 6 en agosto, 18 en septiembre, 65 en octubre y 11 en noviembre; para el 2019 estas ocurrieron: 23 en mayo, 50 en junio, 18 en julio y 9 en agosto; mientras que para el 2018 las 100 Horas Críticas ocurrieron: 37 en mayo, 54 en junio y 9 en julio. En cuanto a la distribución por horas, para 2020 solo 36 horas se encontraron entre la hora 10 y la hora 20, mientras que 63 horas se encontraron entre la hora 21 y la hora 24, con una hora critica a la hora 1; para el 2019 ocurrieron 55 horas críticas entre la hora 21 y la hora 24, y 45 entre la hora 14 y la hora 20; mientras que para el 2018, solo 25 se encontraron fuera del horario de entre la hora 10 y la hora 20, específicamente entre las 21 y las 24 horas. El cambio, en el horario en que se presentaron las Horas Críticas, con una mayor concentración en la noche, puede deberse al aumento de la capacidad de generación instalada con tecnología FV, la cual incrementó 32.6 % de 2019 (4,871.7 MW) a 2020 (6,459.1 MW) (ver sección 2.1.1).

La mayor distribución de Horas Críticas por mes denota que el sistema puede estar en situación de bajas reservas no solo por demanda, y depende de los programas de mantenimientos y salidas forzadas de algunas UCE por fallas, así como el propio perfil de la generación intermitente como la tecnología FV. La mayor parte de las Horas Críticas durante 2020 se concentraron en octubre (65% de ellas), mientras que en 2019 se encontraron en junio (50%), cuando la demanda en el SIN es típicamente alta. Por su parte, la mayor concentración de Horas Críticas se encontró entre las 21 y 24 horas: 63 horas para el 2020, 45 para el 2019, y 25 para el 2018, lo que puede considerarse como una probable señal de los cambios en el parque de generación del SIN, particularmente, de la entrada de capacidad de generación solar fotovoltaica antes mencionado.

Por otro lado, la distribución de Horas Críticas del SIN sería muy distinto en caso de que este estuviera dividido en más de una ZP, ya que existe evidencia de falta de reservas locales en algunas zonas del SIN que no son registradas como falta de reserva cuando se ve a este sistema como una sola zona de reserva. Este tema ha sido abordado en anteriores reportes del MIM, y se discutirá más adelante.

[199] Secciones 8.4ª y 8.5 del PJM Manual 18: PJM Capacity Market, Revision 4.1, Capacity Market Operations PJM, 2019.

Tabla 101. Frecuencia de incidencia de Horas Críticas por mes y hora del día para la ZP SIN, 2018, 2019 y 2020

Hora	Año/mes																																			
	2018												2019												2020											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1																																		1		
2																																				
3																																				
4																																				
5																																				
6																																				
7																																				
8																																				
9																																				
10																																				
11						1																														
12						1																														
13					3	2																												1		
14					4	3	1											2	1															1		
15					3	6												3	2	1														1		
16					6	8	1											6	3	2														1		
17					6	12	2										3	7	3	2													1	3		
18					4	6	1										2	5	1															4		
19					1	2	1											1	1															5	3	
20						1																											1	10	5	
21						1											2	2														2	6	15	3	
22					5	4	1										9	9	3	2												3	5	10		
23					4	5	2										6	11	3	2												1	5	9		
24					1	2											1	4	1															4		

Nota: La información correspondiente al Año de Producción 2020 es preliminar.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 102. Frecuencia de incidencia de Horas Críticas por mes y hora del día para la ZP BCA, 2018, 2019 y 2020

Hora	Año/mes																																			
	2018												2019												2020											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1																					1															
2							1														1															
3																																				
4																																1				
5																																1				
6																																				
7																																				
8																																				
9																																				
10																																	1			
11								3													2										1		1			
12							5	5												2	4										1	3	1			
13							3	5												4	4										3	5	2			
14							5	7												4	4										4	6	2			
15							5	9												4	4										3	7	3			
16							5	9												4	5										3	7	3	1		
17							5	7												4	5										2	6	3			
18							2	6												4	5										1	4	2			
19							2	2												4	5										1	4	1			
20							2													3	5										1	4	1			
21							3	2												3	5										1	4	1			
22							3													3	4										1	3				
23							2	1													4										1					
24							1														3															

Nota: La información correspondiente al Año de Producción 2020 es preliminar.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 103. Frecuencia de incidencia de Horas Críticas por mes y hora del día para la ZP BCS, 2018, 2019 y 2020

Hora	Año/mes																																			
	2018												2019												2020											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1								1	3																							1		4		
2									3																							1				
3									1																											
4									2																											
5																																				
6																																				
7																																				
8																																				
9																																				
10																																				
11									1																											
12									2																											
13									4																											
14									5																											
15							1	1	5											1												1	1	1		
16							1	2	6	1									2	3	1											1	1	2		
17							2	1	7	1									3	6	3	2										2		6		
18							2	1	6									1	5	6	3	2									1	3		9		
19							1	1	4										4	4	1											3		8		
20									4										2	3	2	1										1		10		
21								1	4										2	3	4	1										2		12		
22							1		4										2	5	6	2										2		11		
23							2	5	7	1								1	2	6	4	1										2	2	9		
24								2	4									1	2	2	1											2		2		

Nota: La información correspondiente al Año de Producción 2020 es preliminar.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Para el BCA las Horas Críticas se concentraron en julio (23), agosto (55), septiembre (21) y octubre (1) durante 2020; en agosto y septiembre durante el 2019, 39 y 61 respectivamente; y en julio y agosto de2018, 44 y 56 respectivamente. La concentración de Horas Críticas en los meses de mayor demanda se explica por la falta de capacidad que tiene este sistema para suministrar la demanda pico. Esta situación incluso llevó al CENACE a la contratación de Potencia mediante el uso del Protocolo Correctivo, derivado de las condiciones de reserva operativa que se previó para BCA entre el periodo de mayo a octubre de 2019.[200] El Protocolo Correctivo se repitió para el periodo de junio a septiembre de 2020, además de que la capacidad absoluta de transferencia de importación de los enlaces de interconexión con el CAISO aumentó de 408 MW a 600 MW para el periodo del 1 de junio al 31 de octubre de 2020.

Para el BCS se observan también cambios de concentración de Horas Críticas. Para el 2020 la mayoría de las Horas Críticas se presentaron en octubre (74) y agosto (21); para el 2019, los meses con mayor concentración de Horas Críticas fueron julio, agosto y septiembre con 24, 39 y 25 horas respectivamente; mientras que el 2018, 72 de las cien Horas Críticas ocurrieron en agosto. Este sistema también experimentó problemas para suministrar su demanda en época de verano debido, en gran parte, a indisponibilidad de UCE, por lo que las Horas Críticas tendieron a concentrarse en esos meses.

5.4.3.2 RESULTADOS PRELIMINARES PARA EL MBP 2021

De acuerdo con la regulación vigente, el MBP se ejecuta de forma anual y Ex-post, cuando haya concluido el Año de Producción, con fecha límite para operar el mercado en febrero de cada año (Sección 2.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia). Esto conlleva que los resultados aquí presentados son los preliminares, publicados hasta el 31 de diciembre de 2020.

La Tabla 104, Tabla 105 y Tabla 106 muestran una comparación de los resultados de los MBP para las tres ZP del SEN para los Años de Producción de 2016 al 2020, siendo estos últimos resultados preliminares.

El PNP, calculado como la diferencia entre el PCP y los IMTGR, ha mostrado tener alta volatilidad. Para el SIN, el PNP ha fluctuado entre los $1.2 millones/MW-año en 2016, $117,487/MW-año en 2018, su valor mínimo, $216,525/MW-año en 2019 y $965,155/MW-año en 2020. Para el BCA el PNP ha fluctuado entre los $3.3 millones/MW-año y los $393 mil/MW-año entre 2016 y el 2020; mientras que para el BCS el PNP ha variado entre el $1.2 millones/MW-año y $8.5 millones/MW-año.

Algunas de las razones que han motivado estas variaciones se analizan a continuación:

- El principal cambio para el SIN fue un incremento en la Oferta de Venta de Potencia (OVP), lo que reduce el PCP de 1.5 veces el CFNTGR para el 2019 a 0.4 veces el CFNTGR en 2020. No obstante, también se aprecia una reducción significativa en los IMTGR de alrededor de los 3.2 millones de pesos a solo 18,225 pesos, lo cual tiene un impacto positivo sobre el PNP.
- Para el BCA destaca que el PCP es el tope establecido en las reglas, dos veces el CFNTGR. Esto es algo que se ha repetido desde el 2018. Se observa también un aumento en los CFNTGR y una disminución de los IMTGR, lo que se traduce en un resultado preliminar para el PNP mayor, incrementando de 2.7 millones de pesos por MW-año a alrededor de 3.3 millones de pesos por MW-año,
- Para el BCS destaca que hubo un cambio de TGR de TG Industrial Diésel a TG Industrial Gas. Al mismo tiempo, los CFNTGR aumentaron de 3.9 a 4.2 millones de pesos por MW-año. Destaca también que el PCP es el tope establecido en las reglas, dos veces el CFNTGR. Esto es algo que se ha repetido desde el 2018.

[200] Resolución por la que el Centro Nacional de Control de Energía Emite el Manual de Prácticas de Mercado del Protocolo Correctivo. Resolución No. 03/2019. CENACE.

Tabla 104. Comparación de los Resultados del MBP de los Años de Producción de 2016 al 2020 para el SIN (los resultados de 2020 son indicativos)

Año de Producción	Tecnología	Nodo de Conexión	Capacidad Bruta (MW)	RPe (%)	CFNTGR	PCP	IMTGR	PNP
					($/MW-año)			
2016	TG Industrial Gas	Reynosa	186.5	15.3	2,245,082	2,644,707	1,437,383	1,207,324
2017	TG Industrial Gas	Reynosa	191.6	15.3	1,968,449	3,182,982	2,473,357	709,625
2018	TG Industrial Gas	Reynosa	191.6	15.3	2,057,123	4,114,245	3,996,759	117,487
2019	TG Industrial Gas	Altamira	210	15.3	2,300,516	3,473,779	3,257,254	216,525
2020	TG Industrial Gas	Altamira	210	15.3	2,399,950	983,980	18,825	965,155

Nota: RPe – Reserva de Planeación Eficiente; CFNTGR – Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia; PCP – Precio de Cierre de Potencia; Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia; PNP – Precio Neto de Potencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 105. Comparación de los Resultados del MBP de los Años de Producción de 2016 al 2020 para el BCA (los resultados de 2020 son indicativos)

Año de Producción	Tecnología	Nodo de Conexión	Capacidad Bruta (MW)	RPe (%)	CFNTGR	PCP	IMTGR	PNP
					($/MW-año)			
2016	TG Industrial Gas	Rosarito	186.5	7.8	1,857,699	2,885,007	377,551	2,507,456
2017	TG Industrial Gas	Rosarito	191.6	16.4	1,605,831	839,850	245,737	594,112
2018	TG Industrial Gas	Rosarito	191.6	12.1	1,595,984	3,191,968	2,798,709	393,258
2019	TG Industrial Gas	Rosarito	210	14.3	1,970,367	3,940,734	1,182,290	2,758,444
2020	TG Industrial Gas	Rosarito	210	16.4	2,103,597	4,207,194	827,730	3,379,464

Nota: RPe – Reserva de Planeación Eficiente; CFNTGR – Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia; PCP – Precio de Cierre de Potencia; Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia; PNP – Precio Neto de Potencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 106. Comparación de los Resultados del MBP de los Años de Producción de 2016 al 2020 para el BCS (los resultados de 2020 son indicativos)

Año de Producción	Tecnología	Nodo de Conexión	Capacidad Bruta (MW)	RPe (%)	CFNTGR	PCP	IMTGR	PNP
					($/MW-año)			
2016	TG Aeroderivada Diésel	Cozumel	42.3	32.7	3,076,568	1,910,549	670,403	1,240,146
2017	TG Aeroderivada Diésel	Cozumel	42.3	32.7	2,666,877	2,938,898	184,214	2,754,685
2018	TG Aeroderivada Diésel	Cozumel	42.3	32.7	2,797,124	5,594,248	77,736	5,516,512
2019	TG Industrial Diésel	Cozumel	47.5	32.7	3,986,974	7,973,948	129,924	7,844,024
2020	TG Industrial Gas	Cozumel	47.5	32.7	4,259,516	8,519,033	3,457	8,515,576

Nota: RPe – Reserva de Planeación Eficiente; CFNTGR – Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia; PCP – Precio de Cierre de Potencia; Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia; PNP – Precio Neto de Potencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.4.4 DETERMINACIONES DEL CENACE Y DISEÑO DEL MERCADO

5.4.4.1 VARIACIÓN DE LOS CFNTGR

Los CFNTGR tuvieron un aumento del 4.3 % para el SIN y 6.8 % para el BCA y el BCS con respecto a lo reportado para el Año de Producción 2019 (Tabla 107). El cambio interanual para las tres ZP es menor a la registrada entre los ejercicios 2018 y 2019. Si bien se registró una mejora en el cambio porcentual de los tres sistemas, la alta volatilidad con respecto los años anteriores no permite identificar si la contracción continuara o al menos se mantendría en los años posteriores. Esta variación parece indicar que se está definiendo una metodología única para la estimación de los CFNTGR, que al ser una variable de largo plazo, debería de tener un cambio anual moderado, ayudando así a reducir la volatilidad de los PNP observados de 2016 al 2020.

Tabla 107. Cambio porcentual anual de los CFNTGR entre el 2016 y 2020 para las tres ZP del SEN (los resultados de 2020 son indicativos)

Año de Producción	Cambio anual (%)		
	SIN	BCA	BCS
2016-2017	-12.3	-13.6	-13.3
2017-2018	4.5	-0.6	4.9
2018-2019	11.8	23.5	42.5
2019-2020	4.3	6.8	6.8

Fuente: Elaboración propia con base en los datos preliminares de la identificación de la TGR para el 2020 y datos finales de la identificación de la TGR para los Años de Producción 2017, 2018 y 2019.

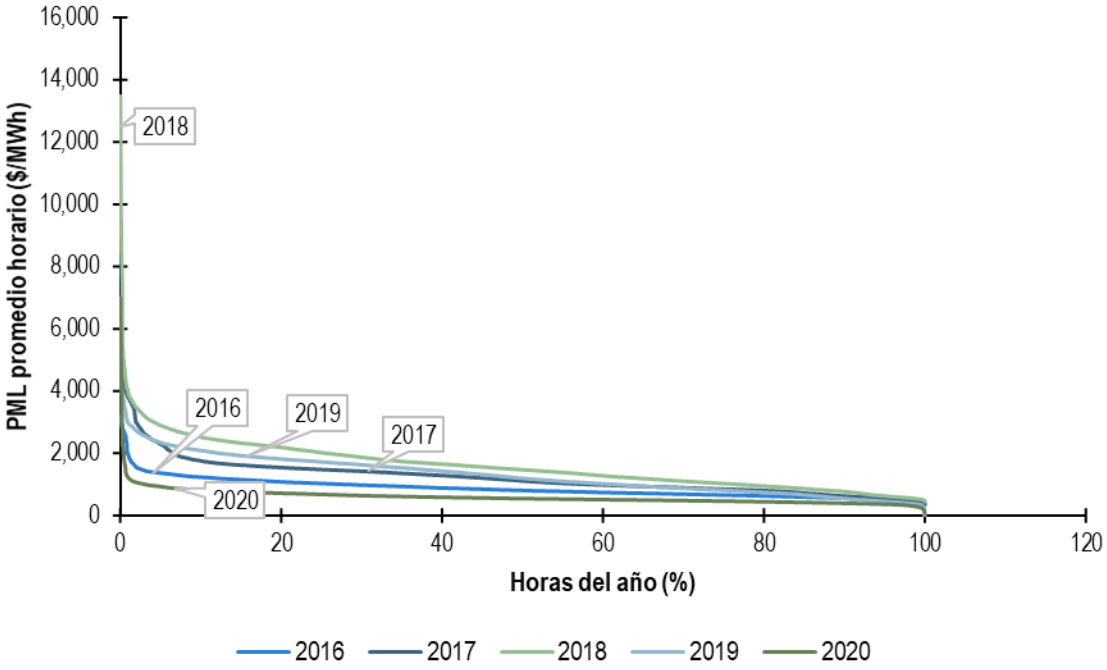
5.4.4.2 UTILIZACIÓN DE VARIABLES DE CORTO Y LARGO PLAZO PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO NETO DE POTENCIA

De acuerdo con el numeral 8.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, el PNP para cada ZP, $PNP_{zp,a}$, es el máximo entre 0 y lo que resulte de restar el PCP para la ZP zp en al año a, $PCP_{zp,a}$ y los IMTGR para la ZP zp en el año a, $IMTGR_{zp,a}$, expresado matemáticamente en la sección 5.4.2 de este reporte.

La volatilidad del PNP año con año (Tabla 104, Tabla 105 y Tabla 106) se debe a que durante la ejecución del MBP se hace uso de métricas y parámetros de largo plazo; como, los CFNTGR, la RPe, margen de RPe; y de corto plazo, como los ingresos de la TGR en el MECP calculados al año inmediato anterior, los cuales dependen de los PML.

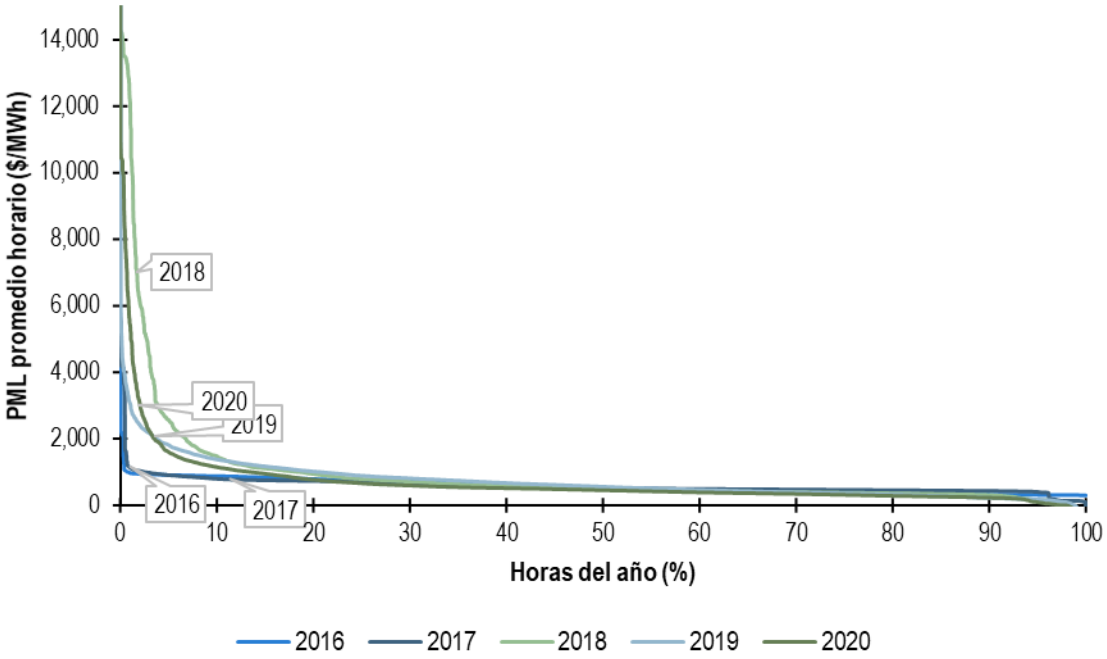
La Gráfica 196, Gráfica 197 y Gráfica 198 muestran las curvas de duración de los PML promedio horarios para cada sistema y ZP entre 2016 y 2020. La volatilidad observada en el MECP es de esta forma también transferida al MBP. Una posible solución a este problema tomar como base para el IMGTR un valor de largo plazo (por ejemplo, un promedio móvil de los ingresos de tres años anteriores, o pronóstico de ingreso de tres años futuros) de manera que la volatilidad de los IMTGR (Tabla 104, Tabla 105 y Tabla 106) sea suavizada y permita flujos de efectivo en el MBP más constantes.

Gráfica 196. Curva de duración de los PML promedio horarios en el SIN para 2016 a 2020



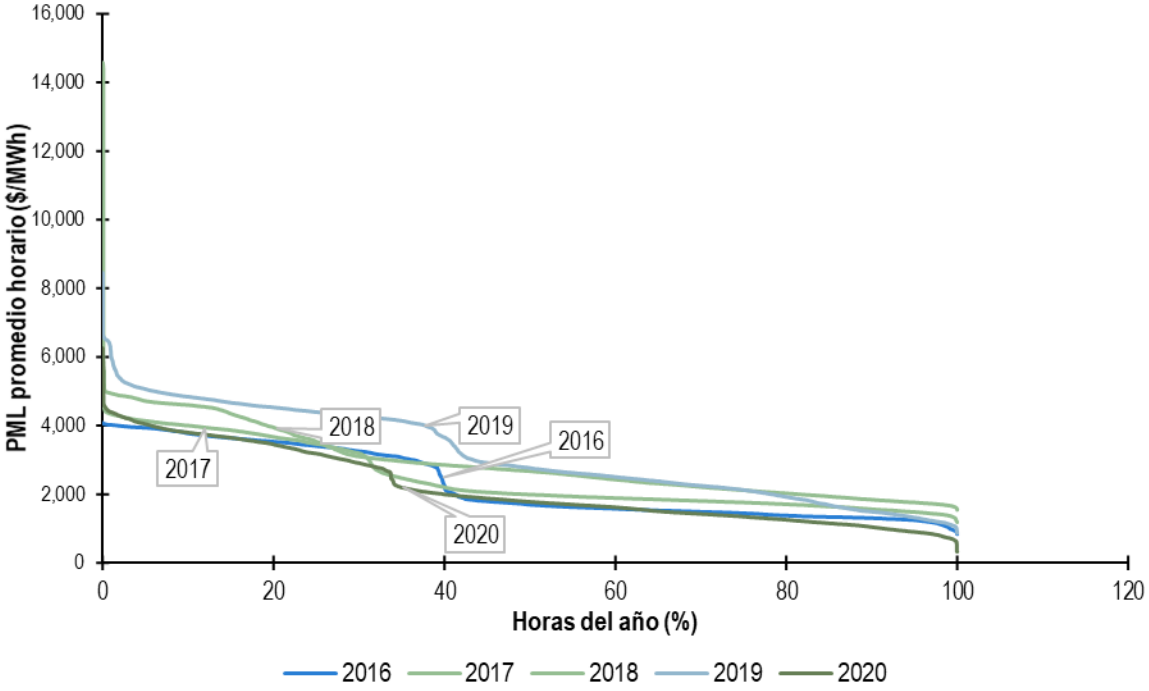
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 197.Curva de duración de los PML promedio horarios en el BCA para 2016 a 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gráfica 198. Curva de duración de los PML promedio horarios en el BCS para 2016 a 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.4.4.3 REFERENCIAS INTERNACIONALES

Es posible verificar la evolución del MBP en México comparando el desempeño de mercados de capacidad o mercados de Potencia en otras partes del mundo. Los mercados en EUA son, por ejemplo, un referente adecuado dadas sus características y su madurez.

Es por ello que, al comparar los Precios de Potencia de estos mercados con los PNP en México, se consiguen señales que permiten determinar la eficiencia o no del MBP mexicano.

Lo que se esperaría para asumir el MBP en México un mercado de Potencia eficiente es que manejara precios similares a estos mercados en otras latitudes.

La Tabla 108, Tabla 109 y Tabla 110 muestran la evolución de los Precios de Potencia para ISO-NE, PJM y NYISO respectivamente.

Tabla 108. Precios de Potencia en ISO-NE

Subasta de Potencia	Periodo	Precio de Potencia ($MXN/MW-año)
9ª	Hecha en 2015 para 2018/2019	$2,177,400
10ª	Hecha en 2016 para 2019/2020	$1,602,840
11ª	Hecha en 2017 para 2020/2021	$1,208,400
12ª	Hecha en 2018 para 2021/2022	$1,055,640
13ª	Hecha en 2019 para 2022/2023	$866,400

Fuente: ISO-NE.[201]

Tabla 109. Precios de Potencia en PJM

Periodo	Precio final zonal de Potencia ($MXN/MW-año)
2015/2016	$1,132,170
2016/2017	$535,692
2017/2018	$1,098,241
2018/2019	$1,521,533
2019/2020	$936,000
2020/2021	$711,510
2021/2022	$1,306,000

Fuente: Estimaciones propias con base en datos de PJM.[202]

[201] Resultados de subastas de mercados futuros de capacidad para ISO-NE disponible en https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults

[202] Resultados de las subastas incrementales y subastas base residual para 2015/2016 a 2021/2022. Documento "2021/2022 RPM Base Residual Auction Results". Disponible en https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2021-2022/2021-2022-base-residual-auction-report.ashx

Tabla 110. Precios de Potencia en NYISO

Periodo	Precio final de Potencia ($MXN/MW-año)
Invierno 2016-2017	$789,508
Invierno 2017-2018	$709,281
Invierno 2018-2019	$692,572
Invierno 2019-2020	$819,000

Fuente: Estimaciones propias con base en datos de NYISO.[203]

Claramente los mercados de Capacidad en los mercados seleccionados demuestran estabilidad y confiabilidad al mostrar Precios de Potencia similares en periodos equivalentes. Es importante recordar que el PNP para el SIN pasó de $709,625/MW-año en 2017 a $117,487/MW-año en 2018, $216,525/MW-año en 2019, y de manera preliminar, $965,155/MW-año en 2020.

El rango de precios a la baja en el caso del MBP en México, a diferencia de los Precios de Potencia en EUA, vuelve a mostrar poca certeza y pone nuevamente en el centro de las observaciones, la necesidad de plantear un rediseño del MBP.

5.4.4.4 ZONAS DE POTENCIA

La Base 11.1.3 de las BME y el Capítulo 4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia permiten que se establezcan requisitos ZP "*en las partes del Sistema Eléctrico Nacional en las que la demanda local, capacidad de generación local y capacidad de transmisión resulten en un requerimiento específico para fuentes de generación ubicadas en dicha zona*". Lo anterior significa que las reglas actuales del MBP admiten la creación de ZP para reflejar las limitaciones del sistema de transmisión, así como las necesidades de inversión en infraestructura de generación en las diferentes regiones del país (ZP).

Así, el MBP tiene la intención de reflejar limitaciones en el sistema de transmisión que se presentan o podrían presentarse, como problemas durante la planeación de la operación y operación del SEN; es decir, durante ejecución del MDA, MTR y operación en tiempo real. No obstante, esto en la actualidad no sucede.

Hasta el momento, existe sólo una ZP por cada sistema eléctrico; sin embargo, hay evidencias contundentes de que algunas de las restricciones en el sistema de transmisión limitan la labor de los operadores y ponen el riesgo lograr los objetivos de suficiencia, seguridad y despacho en todo el SEN.

Las ZP deben reflejar las necesidades del SEN de manera que incentiven inversión en los lugares donde nuevos activos son necesarios. Específicamente, las características del SIN son no homogéneas, con excedentes de generación en las GCR NOR, NTE y NES, y déficit de generación en las GCR CEN, OCC y PEN (Ilustración 20).

[203] Resultados de las subastas para UCAP (noviembre, 2019) para NYISO. Disponible en: http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_strip_detail.do

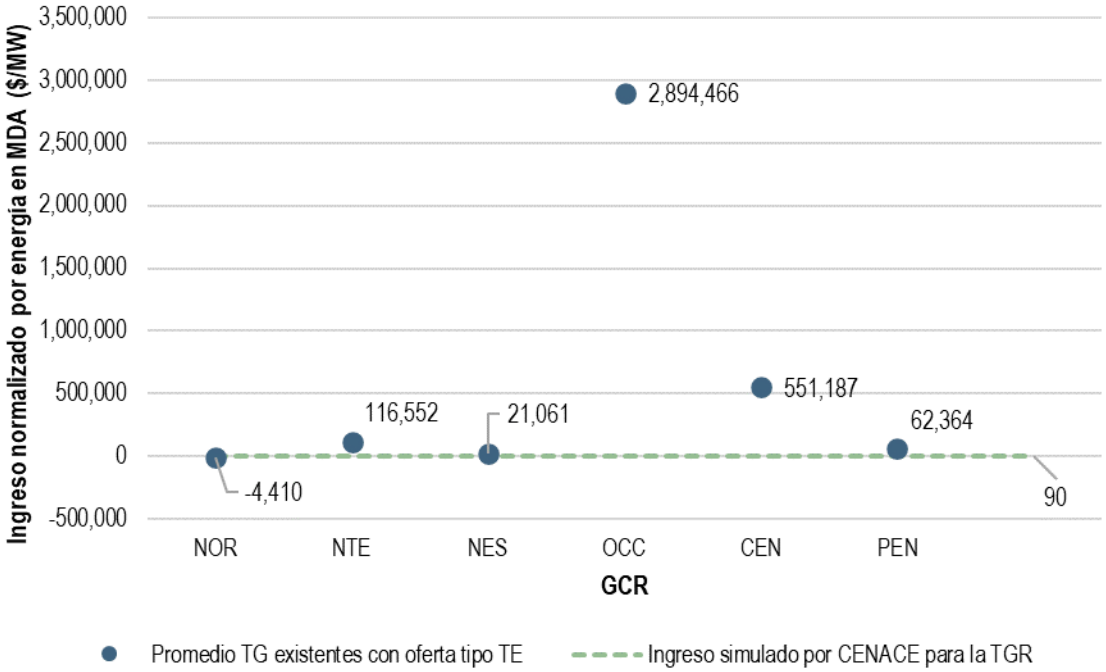
Ilustración 20. Mapa de condiciones operativas por GCR del SIN

Fuente: Elaboración propia.

Dichas condiciones operativas, así como el hecho de que el SIN tenga solo una ZP, se reflejan en los distintos PML en este sistema. En la sección 3.2 se muestran diferencias geográficas estadísticamente significativas en los PML de las GCR del SIN debido a las restricciones de transmisión. De ese análisis se advierte que hay un comportamiento no homogéneo del MECP en el SIN. En la Gráfica 199 se muestra una comparación del ingreso normalizado por venta de energía en el MDA por capacidad instalada de todas las CE TG en el SIN. La diferencia de este indicador muestra la heterogeneidad del ingreso de las CE TG en el SIN y cómo esta tecnología es utilizada en las diferentes GCR del sistema. La heterogeneidad de los ingresos promedio por GCR también indica que, para representar la realidad del SIN, debería existir más de una TGR, y como consecuencia, más de una ZP en este sistema. Esto conllevaría a diferentes precios de Potencia para cada ZP.

Cabe señalar que este análisis, el cual hace uso de información de liquidaciones y que es distinto al uso de una TGR virtual, busca resaltar las diferencias geográficas del SEN, sin discutir la metodología seguida por el CENACE.

Gráfica 199. Ingreso normalizado por capacidad instalada de las CE TG del SIN en el MDA, 2020



Nota: La GCR ORI no tiene ninguna CE TG con Oferta de Venta TE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

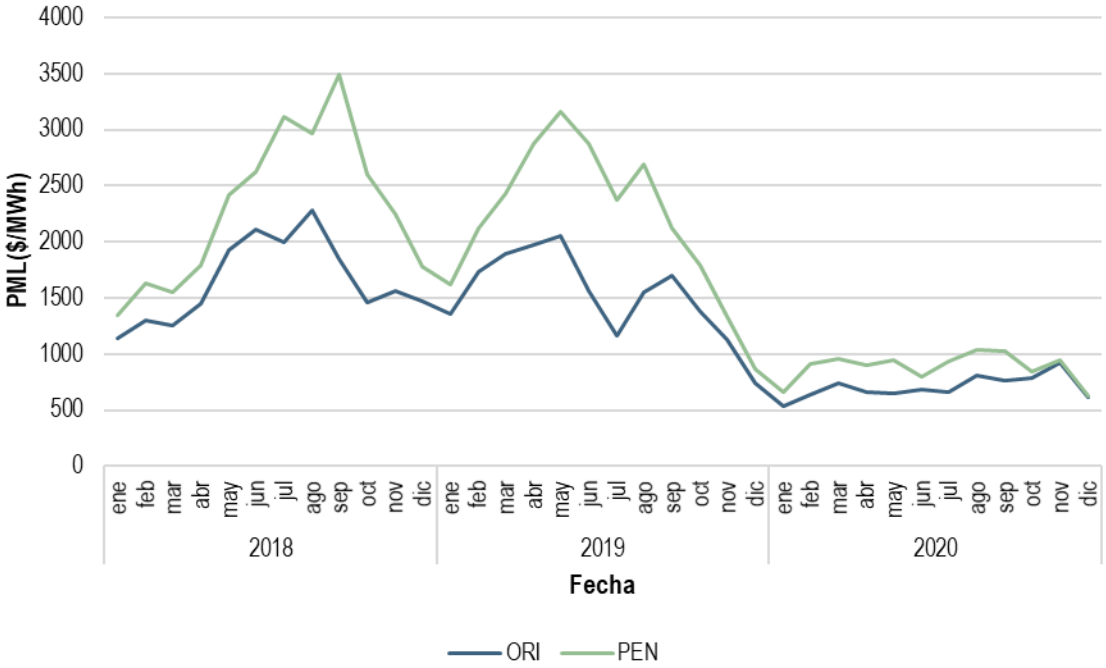
Un caso específico que podría ser candidata a ZP es la GCR PEN. Como se discute en la Sección 2.1.2.3, la GCR PEN ha presentado problemas de suministro de GN desde 2010, lo que ha resultado en un aumento en el uso de combustóleo y diésel para la generación eléctrica en aquellas UCE que cuentan con la posibilidad de realizar esta sustitución de combustible, y una alta indisponibilidad del parque de generación, particularmente aquellas UCE diseñadas para operar exclusivamente con GN. Esta condición ha aumentado la dependencia de la GCR PEN de la interconexión con la GCR ORI y de la importación de Potencia y energía para su suministro eléctrico. Esta situación se agravó en 2019, cuando el CENACE declaró en Estado Operativo de Emergencia a la península de Yucatán, en tanto la generación despachable fuera menor a 985 MW, derivado del desabasto de combustibles.[204] De haberse considerado la GCR PEN como una ZP, las horas con una generación menor a dicho valor habrían sido registradas como Horas Criticas lo cual hubiese penalizado a aquellas UCE que no estuvieran disponibles.

La Gráfica 200 muestra los PML promedio mensuales de las GCR ORI y PEN entre 2018 y 2020. Se observa que los PML son en promedio siempre superiores en la GCR PEN, denotando un intercambio de energía desde la GCR ORI a la PEN. La diferencia de los PML tiende a incrementarse entre primavera y el inicio del otoño, octubre, cuando la demanda eléctrica tiende a ser más alta en la GCR PEN (ver sección 2.1.2.3). La diferencia de PML, condición de escasez de combustible e incremento en la dependencia de importación de energía de la GCR ORI señalan la necesidad de crear una ZP en la GCR PEN para incentivar la inversión en activos que permitan al CENACE lograr un balance carga generación manteniendo la confiabilidad del sistema con precios de electricidad más bajos. En el caso particular de 2020 la diferencia fue menor principalmente por la contracción de la demanda, efecto de la disminución

[204] Oficio No. CENACE/DOPS/128/2019 del 17 de junio de 2019. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/DocsMEM/OpeMdo/BuzonNotificaciones/2019-06-17%20DECLARACI%C3%93N.%20Estado%20Operativo%20de%20Emergencia%20(CENACE-DOPS-128-2019).pdf

en la actividad económica resultado de la pandemia provocada por el virus SARS-COV-2 así como una menor energía indisponible (17.7% menor en 2020 en relación con 2019) y un incremento en su capacidad neta de 95.3 MW.

Gráfica 200. PML promedio por mes de las GCR ORI y PEN entre 2018 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.4.5 CONCLUSIONES

Los resultados preliminares obtenidos para el MBP utilizando la información preliminar publicada por CENACE hasta el 31 de diciembre de 2020 muestran una continua tendencia hacia la volatilidad de precios de Potencia en este mercado. Existen diferentes causas de esta volatilidad, como la variación anual de los CFNTGR y la mezcla de señales de corto y largo plazo, como los CFNTGR y los IMTGR del año anterior.

Además de ello, el MBP sigue teniendo solo tres ZP, una para cada Sistema Interconectado: BCA, BCS y SIN. Particularmente para el SIN, los problemas de transmisión son observables en la alta incidencia de Estados Operativos de Alerta y Estados Operativos de Emergencia durante la operación de Tiempo Real. En el caso particular de la GCR PEN, de haberse considerada como una ZP en 2020, las horas con una generación despachable menor a 985 MW hubiesen sido registradas como Horas Criticas, lo cual hubiese permitido penalizar a las UCE que no estuvieran disponibles, mejorando los incentivos para su disponibilidad y aumentando la Confiabilidad de la Zona. Estos problemas de transmisión significan que la capacidad de una zona en el SIN no puede ser utilizada para cubrir necesidades de reservas o rampas en otra parte del sistema, que puede ser geográficamente lejana.

No obstante, la existencia de una sola ZP para este sistema no permite enviar las señales adecuadas de inversión en las zonas donde el sistema lo requiere. Lo anterior fue constatado en las diferencias de los ingresos normalizados por capacidad instalada de las CE TG en el SIN entre las distintas GCR. Mientras que la GCR ORI reportó un valor superior a 2.8 millones de pesos por MW, la GCR NOR solo registró un valor de $4,410 /MW lo cual ejemplifica que el sistema no puede ser tratado como una sola ZP, dada la diferencia de ingresos entre distintas GCR.

Aunado a lo anterior, existe una discrepancia en la definición de tipo de reservas entre el MBP y el MECP en particular la definición de Disponibilidad de Producción Física Horaria para UCE firmes que incluye aquellas que tienen tiempo de arranque y notificación menor o igual a dos horas para el MBP, en contraste con los requerimientos y definición de reservas operativas en el MECP; esto dificulta que el MBP pueda dar la señal de mercado necesaria para garantizar inversión en activos que faciliten la operación en Tiempo Real del sistema, dificultando así la labor del Operador, pues con señales de mercado equivocadas, se puede incrementar el riesgo de cortes de energía durante la operación en Tiempo Real.

Se observó un cambio de metodología para el cálculo de los CFNTGR, este cambio es importante por la volatilidad que genera hacia el PNP. Volatilidad en el PNP significa incertidumbre en el precio de penalización que los PM que representan carga deberían pagar al final del año, lo que se traduce en pocos incentivos para la celebración de contratos bilaterales de potencia que se traduzcan en inversiones de activos en la red (de generación, demanda controlable u otro activo que permita el balance de potencia).

5.4.6 RECOMENDACIONES

- Los resultados preliminares obtenidos para el MBP 2020 y su comparación con los obtenidos para años anteriores muestran algunas ineficiencias en el diseño del MBP. Las señales aportadas indican la necesidad de buscar un rediseño de este mercado MBP. La existencia de una ZP única para el SIN no permite que el MBP evidencie las carencias del sistema de transmisión, escondiendo así la necesidad de inversión para garantizar la operación confiable del SEN. Por lo anterior, se recomienda que el CENACE realice el análisis necesario para determinar las Horas Críticas y el número de ZP que requiera el SIN, y en su caso, dividir este sistema en tantas ZP como sea necesario, de acuerdo con lo establecido en los numerales 2.3.4, 3.4.1 y el Capítulo 4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia y lo establecido en la Base 11.1.3 de las BME.
- La metodología actualmente utilizada para calcular el PNP provoca condiciones de volatilidad en la determinación de los resultados del MBP, gracias a la mezcla de señales y variables de largo plazo, como los CFNTGR, y variables de corto plazo, como los IMTGR del año anterior. Se proponen dos alternativas para afrontar este problema:
    - Que para estimar los IMTGR, el CENACE tome como base un valor de largo plazo a futuro. Por ejemplo, un promedio móvil de los ingresos pasados o pronosticados de un número de años, de manera que los IMTGR reflejen un costo de largo plazo. Este enfoque es utilizado al menos en tres mercados analizados de los EUA: PJM, NYISO, y ISO-NE.
    - Otro posible camino para estimar la IMTGR podría ser CENACE tome como base el promedio de los ingresos reales de una UCE que utilice la tecnología de referencia para cada zona de potencia, para garantizar que estos ingresos reflejan la realidad del sistema eléctrico.
- La discrepancia en la definición de tipo de reservas entre el MBP y el MECP, en particular la definición de Disponibilidad de Producción Física Horaria para UCE firmes, dificulta que el MBP pueda dar la señal de mercado necesaria para garantizar inversión en activos que facilite la operación en tiempo real del sistema, dificultando así la labor del Operador, toda vez que las señales de mercado equivocadas pueden incrementar el riesgo de cortes de energía durante la operación en Tiempo Real. Por ello se recomienda que la CRE realice una Propuesta de Modificación al Manual del Mercado para el Balance de Potencia para actualizar los conceptos de la fórmula utilizada para el cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria para UCE firmes en el MBP, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.3.5 inciso (a) de ese Manual, que establece que una UCE no disponible en el MDA podrá ser considerada como disponible en el MTR cuando su tiempo de notificación más tiempo de arranque, sea igual o menor a 30 minutos en congruencia con los

conceptos de reservas en el Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo. Este cambio asegurará que el MBP incentiva la inversión en activos que faciliten la operación confiable por parte del CENACE.

- Debido a las determinaciones del CENACE, los valores de los CFNTGR han cambiado de forma significativa. Al ser de largo plazo, la variación debería ser relativamente pequeña y normalmente positiva, sin embargo, esto no es así. Por ejemplo, para el SIN, los valores cambiaron en un -12.6 % de 2016 a 2017 y 11.8 % de 2018 a 2019; para el BCA, 23.5 % de 2018 a 2019 y en el BCS, 42 % en esos mismos años. Estos cambios se traducen en volatilidad en el PNP. El PNP debe entenderse como una penalización que los PM que representan carga deben pagar cuando los contratos bilaterales que suscriban no alcancen para cubrir sus requerimientos de Potencia. De esta forma, la volatilidad en el PNP significa peores incentivos para que los PM celebren contratos bilaterales de Potencia de largo plazo, y que estos se traduzcan en inversiones de activos capaces de proveer Potencia. Por ello, se recomienda que la CRE y el CENACE busquen una forma de estandarizar la metodología y fuentes utilizadas para estimar los CFNTGR, o modificar las Reglas del Mercado de tal manera que se limiten los cambios de los CFNTGR a la inflación oficial anual más o menos un umbral restringido, por ejemplo, el 3%. Esto brindaría mayor certidumbre al PNP y fomentaría la celebración de contratos bilaterales de Potencia de largo plazo, y que estos mismos se traduzcan en inversiones en activos capaces de proveer Potencia.

5.5 Derechos Financieros de Transmisión

La SENER, mediante oficio con fecha de 27 de marzo de 2019, solicitó al CENACE la suspensión temporal de las actividades relacionadas con las Subastas de DFT.[205]

5.6 Ofertas Virtuales

Las Ofertas Virtuales no han sido implementadas en el MEM; para el inicio de operación de este instrumento se requiere la validación de la UVM de acuerdo con las Bases 1.4.2, inciso (b), fracción (i) y 9.4.1 de las BME.

5.7 Contratos de Cobertura Eléctrica

Los CCE son acuerdos celebrados entre PM y tienen por objeto la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados[206] en las condiciones acordadas entre las partes en términos de precio, volumen y periodo de vigencia. El propósito de los CCE es la estabilidad en el precio que garantice la rentabilidad del generador y la competitividad del consumidor en el largo plazo. De esta forma, los CCE son un instrumento para que los PM se protejan contra la volatilidad de los precios del MECP.

Los CCE se celebran libremente entre los PM, por lo que pueden determinar las estructuras de pagos y demás términos y condiciones, así como el mecanismo de contratación que les convenga. Sin embargo, el artículo 53 de la LIE establece que los SSB deben celebrar sus CCE exclusivamente a través de subastas que lleva a cabo el CENACE.

Conforme al numeral 3.3.1 del Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, los CCE se pueden clasificar en tres tipos:

[205] Disponible en:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02%20Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_04062019.pdf

[206] Conforme al artículo 3, fracción XXXI, de la LIE, los Productos Asociados son productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado.

a. **Vinculados a una Central Eléctrica:** las cantidades de energía eléctrica o Productos Asociados que se venden están vinculados a la disponibilidad o a la producción de una o más UCE. Entre estos se encuentran:
   - CCE asignados en las SLP.
   - Contratos Legados para el Suministro Básico, relacionados con las Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas, suscritos entre los SSB y las EPS de la CFE.
   - Demás CCE suscritos entre PM.
b. **Utilizados para satisfacer las obligaciones de un Suministrador:** para cumplir con su obligación de adquirir por adelantado energía eléctrica y Productos Asociados, de conformidad con los requisitos y montos mínimos establecidos por la CRE.
c. **Los demás CCE.**

El objetivo de esta sección es analizar los CCE celebrados entre los PM, con especial atención a aquellos que corresponden a CFE SSB. Se presenta un análisis de la volatilidad de los PML con el propósito de mostrar las ventajas de los CCE, en seguida se describen las obligaciones que deben cumplir los Suministradores relacionadas con la adquisición de energía eléctrica, Potencia y CEL y los mecanismos por los que pueden celebrar CCE. Con base en el registro de CCE del CENACE, se describe el estado actual y vigencia de los CCE y las TBFin, además se contrastan las cantidades de energía y costos en los que incurre CFE SSB con la finalidad de vislumbrar los escenarios que puede enfrentar en el largo plazo. Por último, se exponen las modificaciones a los CLSB aprobadas en noviembre de 2020 cuyo fin es aminorar los costos y riesgos que enfrenta el único SSB que opera en el MEM.

5.7.1 BENEFICIOS DE LOS CCE

Uno de los mayores retos que enfrentan los PM que no cuentan con CCE, es la volatilidad de los PML en el MECP. Los PM se exponen a la variabilidad de los precios cuando llevan a cabo sus transacciones de compraventa de energía, tanto en el MDA como en el MTR, lo que puede resultar en precios por debajo o por encima del precio necesario para sus operaciones y, por tanto, tengan afectaciones en sus ingresos al momento de las liquidaciones.

Los CCE sirven para reducir la incertidumbre de los precios de mercado, pues en ellos se fija libremente entre las partes el precio de la energía eléctrica y de los Productos Asociados, por lo que ayudan a mantener la solvencia de los PM ante la volatilidad de precios del MECP y a la gestión de riesgo.

No obstante, los PM que celebran CCE suelen tomar como referentes los precios de energía (PML) o aplicar ajustes al precio pactado por inflación y divisas, prácticas que mantienen un componente de volatilidad y, por tanto, las partes pueden incurrir en riesgos al momento de cumplir con sus obligaciones. Para el generador, los CCE son instrumentos de inversión para sus proyectos de CE, por lo que entre mayor sea el riesgo de recuperación de la inversión, mayor es el costo financiero (crédito); de esta forma, los CCE permiten disminuir el riesgo de los generadores al que van a vender su energía y, por lo tanto, disminuir su costo financiero. Para el comprador, un CCE implica menor exposición al riesgo y, por lo tanto, menores costos financieros para cumplir con sus obligaciones pactadas en el contrato. En ambos casos, no celebrar CCE, se reflejaría en el incremento de los costos, que se trasladaría al usuario final.

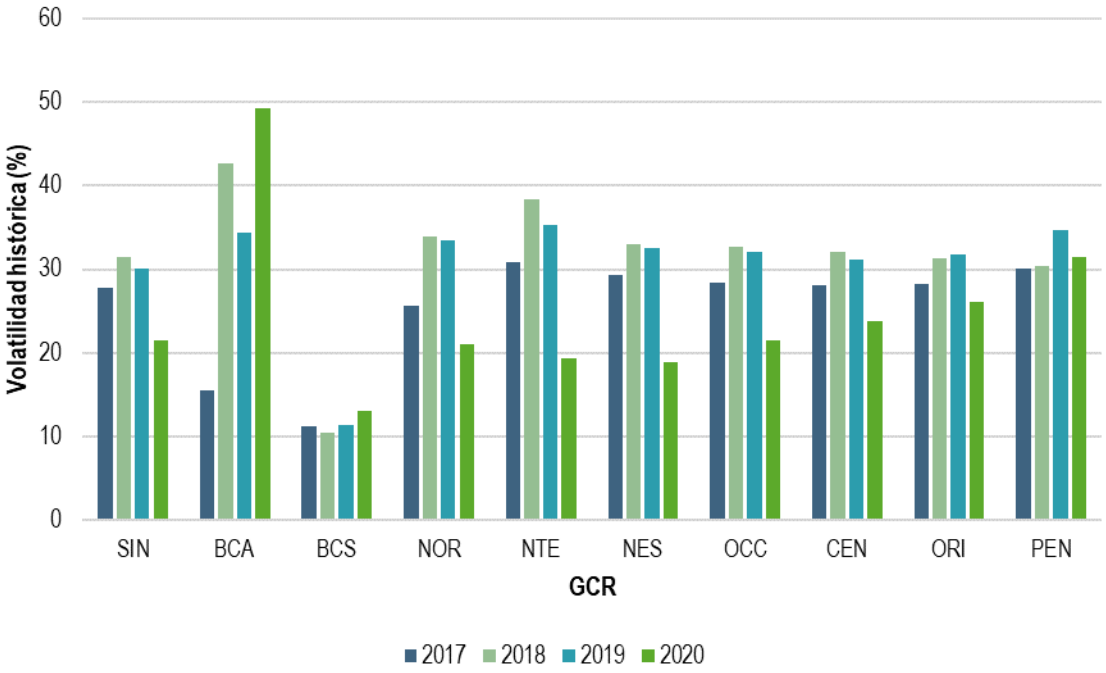
La volatilidad de los PML se explica en parte por la dificultad que representa el almacenamiento a gran escala de la energía eléctrica , de manera económica y técnicamente eficiente, por lo que se debe procurar que la oferta satisfaga a la demanda inelástica en todo momento. Estas características hacen que la incertidumbre en el corto plazo sea intrínseca a la operación de todos los mercados eléctricos, ya que se busca cubrir la demanda con los recursos disponibles y de menor costo para el sistema.

Por otra parte, existen condiciones que se presentan en el mercado eléctrico que contribuyen a la variabilidad de los precios: (i) los errores en los pronósticos de generación y carga, así como sus diferencias con lo que ocurre en Tiempo

Real; (ii) la composición tecnológica de la oferta y el rango de costos de las UCE marginales que determinan el precio de mercado (costos variables iguales a cero de tecnologías renovables hasta costos equiparables al precio tope del sistema); (iii) la volatilidad de los precios de los combustibles por las propias condiciones de oferta y demanda en dicho mercado; (iv) las transacciones internacionales con precios negativos; (v) la indisponibilidad de la generación, y (vi) la saturación de los enlaces de transmisión que generan costos de congestión en el sistema.

En la Gráfica 201 se presenta la volatilidad histórica promedio del PML en el MDA en los últimos cuatro años de operación del MECP por GCR. La volatilidad histórica del PML se calculó como la desviación estándar de los rendimientos del PML promedio diario de los 90 días anteriores, de conformidad con la Base 4.3.3, inciso (c), fracción (iv), subinciso (C) de las BME, que establece dicho periodo para el cálculo del precio de referencia para las transacciones en el MECP. Los rendimientos del PML promedio diario se determinaron como la razón o cambio del PML en *t* con respecto al PML en *t-1*.[207]

Gráfica 201. Volatilidad histórica de los PML del MDA, 2017 a 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los PML del MDA son más volátiles en comparación con los del MTR (por ejemplo, en 2020 la volatilidad en el SIN fue de 21.4 % en el MDA en comparación con el 17.1 % en el MTR). También se aprecia que la volatilidad del PML fue mayor conforme transcurrió el tiempo, con excepción al 2020, dado los eventos asociados con la contingencia sanitaria y la desaceleración económica que impactaron negativamente en la demanda de energía eléctrica. Además, incrementó la frecuencia con la que marginaron las UCE que emplean GN (más del 70 % de las horas de 2020 en

[207] La volatilidad histórica del PML se calculó como la desviación estándar de los rendimientos del PML promedio diario de los 90 días anteriores, de conformidad con el numeral 4.3.3, inciso (c), fracción (iv), subinciso (C) de las Bases del Mercado, que establece dicho periodo para el cálculo del precio de referencia para las transacciones en el MECP. Los rendimientos del PML promedio diario se determinaron como la razón o cambio del PML en t con respecto al PML en t-1. Para más información consultar: Jeovani E. Santiago y Gabriel García (2018). Precios Marginales Locales: Análisis de Volatilidad del MEM. Disponible en: http://b-dig.iie.org.mx/BibDig2/P18-0125/pdf/SIS-18.pdf.

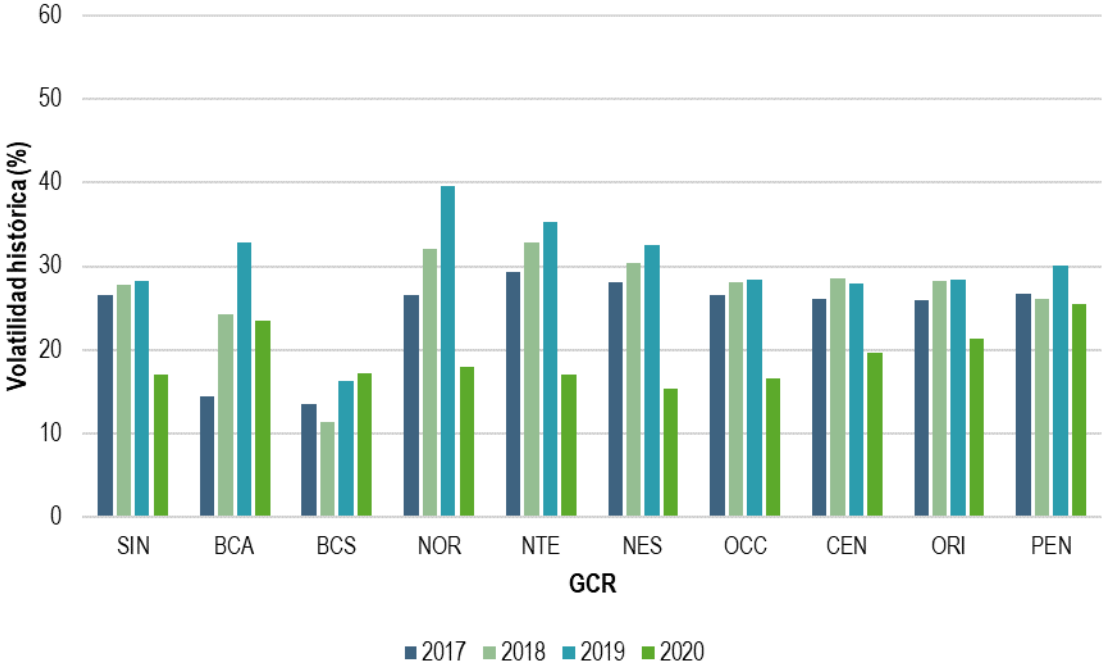
comparación con el 35 % de las horas en 2019), por efecto de la contracción en el precio de dicho combustible (ver sección 2.1.1).

La GCR PEN fue la región con mayor volatilidad de PML en el SIN en el 2020, ya que queda aislada del resto del sistema cuando se satura el único enlace de transmisión que la interconecta con la GCR ORI y, por tanto, marginan UCE con costos más altos.

El BCA presentó la mayor volatilidad en el MDA, en 2019 fue de 34.1 % y se incrementó en 49.3 % en 2020, derivado del crecimiento de la demanda correlacionado directamente con el incremento en la temperatura durante primavera y verano de ese año. A pesar de que el BCS es el sistema con los PML más altos del SEN, sus fluctuaciones son menores en comparación con los PML de cualquier otra región y, por ende, presentó la menor volatilidad en el periodo estudiado.

Por otra parte, los PML del MTR fueron menos volátiles que los precios del MDA (ver Gráfica 202), lo cual se atribuye a que en este proceso de mercado se liquidan las diferencias entre las cantidades generadas y consumidas durante la operación de tiempo real y las cantidades comprometidas en el MDA. Los precios del MTR se calculan en una simulación ex-post con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real, y no marginan las transacciones internacionales con el CAISO (las cuales determinan el precio de forma regular en el MDA, con precios desde valor de cero o negativos a precios tope), dado que no están ligados a los costos de generación. De la misma forma que en el MDA, se aprecia que la volatilidad del PML aumentó año con año (excepto en el 2020).

Gráfica 202. Volatilidad histórica de los PML del MTR, 2017 a 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la Tabla 111 se presentan algunos de los estadísticos descriptivos de los PML en el MDA para los PM que representan Centros de Carga en el MEM y tienen registros de TBFin. De manera particular, el PM PM073 cuya demanda de energía representó el 84.0 % del total en el SIN, 94 % en el BCA y 100 % en el BCS en el 2020, se

expuso a rangos de precios más amplios, lo cual se valida con el valor de sus desviaciones estándar[208] observadas en los tres sistemas: $387.0/MWh en el SIN, $958.4/MWh en el BCA y $1,052.8/MWh en el BCS.

Tabla 111. Estadísticos del PML del MDA para los Centros de Carga con TBFin y su participación en las Compras de Energía Física en el MEM, 2020

PM	PML ($/MWh)			Desviación estándar	Participación en Compras de energía física (%)
	Promedio	Mínimo	Máximo		
Sistema Interconectado Nacional					
PM073	436.4	-7.7	8,519.6	387.0	84.0
PM255	545.1	21.5	7,269.6	304.8	0.7
PM079	597.3	79.7	1,526.3	188.8	0.0
PM012	499.0	29.4	8,434.5	374.9	0.7
PM123	332.7	23.8	6,165.3	191.4	0.5
PM267	947.5	81.2	7,269.6	850.7	0.0
PM112	591.3	3.5	7,373.4	352.9	0.1
PM395	479.1	1.6	6,621.3	260.0	0.0
PM364	469.0	21.8	6,158.0	224.4	0.2
PM274	603.8	1.6	7,121.3	312.3	0.3
PM114	485.1	21.1	6,851.0	242.4	0.0
PM210	477.1	23.0	6,173.4	238.9	0.0
PM257	597.6	80.8	7,350.6	301.1	0.0
PM384	575.2	23.0	7,498.7	322.9	0.0
PM199	469.0	21.8	6,158.0	224.4	0.2
PM451	441.2	0.4	6,023.4	234.5	0.0
PM386	1,216.3	793.8	1,459.6	171.2	0.0
PM013	404.3	48.7	5,803.4	227.2	0.0
PM333	493.6	247.3	633.3	118.8	0.0
PM290	460.5	317.2	750.2	98.8	0.0
PM001	304.6	280.1	331.8	11.4	0.1
PM338	188.4	104.2	257.4	40.2	0.0
PM119	668.7	23.0	7,498.7	410.6	0.0
PM321	352.2	8.5	6,002.0	256.6	0.0
PM044	409.8	141.6	553.3	92.5	0.0
PM173	587.9	429.5	813.2	111.4	0.0
PM453	419.7	1.8	6,111.2	250.1	0.1
Baja California					
PM073	532.1	-1,076.3	17,874.0	958.4	94.0
PM012	635.9	-1,076.3	16,313.9	916.0	0.7
PM302	632.7	-1,076.3	17,475.7	963.7	1.8
PM333	644.9	-1,076.3	17,475.7	966.4	0.1
Baja California Sur					
PM073	2,276.4	322.6	6,196.9	1,052.8	100

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En lo que respecta a los precios de la Potencia, los PM pueden pactar sus compromisos de Potencia a través de CCE con precios predecibles o, en su caso, acudir al MBP para adquirir aquella Potencia necesaria para cubrir sus desbalances y cumplir con sus obligaciones anuales, cuyos precios son calculados por el CENACE.

[208] La desviación estándar es la medida de dispersión más común, que indica qué tan dispersos están los datos con respecto a la media. Mientras mayor sea la desviación estándar, mayor será la dispersión de los datos.

El propósito de los precios de Potencia es establecer señales que respondan a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN. Los precios de Potencia también han mostrado volatilidad en el MBP. En la Tabla 112 se presentan los PNP de los Sistemas Interconectados para los años de producción de 2017 a 2019. Tomando en cuenta el coeficiente de variación[209] de los precios, los tres Sistemas Interconectados reportan una heterogeneidad alta en la distribución de los PNP. Se observa que la serie de PNP del SIN fue la de mayor variabilidad en el ejercicio de los cuatro MBP, a diferencia del BCS, cuyo coeficiente de variación en los PNP fue el menor registrado en los tres Sistemas Interconectados (ver sección 5.4).

Tabla 112. Precio Neto de Potencia, 2017 a 2019

MBP	Año de producción	Sistema Interconectado ($/MW-año)		
		SIN ($/MW-año)	BCA ($/MW-año)	BCS ($/MW-año)
2017	2016	1,207,324.4	2,507,456.4	1,240,145.7
2018	2017	709,625.1	594,112.2	2,754,685.1
2019	2018	117,486.7	393,258.8	5,516,512.3
2020	2019	216,525.8	2,758,443.2	7,844,024.9
Coeficiente de variación (%)		89.2	79.5	67.6

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.7.2 REQUISITOS DE COBERTURA

De conformidad con el artículo 52 de la LIE, la CRE debe establecer los requisitos y montos mínimos de CCE que los Suministradores celebren para adquirir energía eléctrica y Productos Asociados que suministrará a los Centros de Carga que representen. En cumplimiento a lo anterior, la CRE publicó en el DOF la Resolución[210] RES/008/2016 el 10 de marzo de 2016, por la que se expidieron las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica que los Suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, Potencia y Certificados de Energía Limpia que suministrarán a los Centros de Carga que representen y su verificación (Disposiciones).

Los requisitos de cobertura de los Suministradores tienen como objetivo asegurar el suministro a precios asequibles, así como mitigar los incentivos para manipular los PML en el MECP, pues los precios establecidos en los CCE se definen libremente por las partes. Cabe destacar que los CCE suscritos por los SSB no pueden estar indexados a los precios de energía eléctrica en el MEM.[211] En caso de no dar cumplimiento a los requisitos de cobertura, los Suministradores deben ser sancionados con una multa de seis a cincuenta salarios mínimos por cada megawatt-hora de incumplimiento.[212]

De conformidad con las Disposiciones, los Suministradores deben estimar e informar a la CRE cada año sobre su demanda de energía, Potencia y CEL para cada uno de los siguientes 18 años calendario. En lo que respecta a los requisitos de cobertura, los SSB deben tener suscritos CCE respecto al 100 % de dichos productos para los siguientes

[209] El coeficiente de variación es una medida de dispersión adimensional, que expresa la desviación estándar como porcentaje de la media y sirve para comparar la variabilidad de dos o más grupos de datos independientemente de las unidades de medición.

[210] Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016.

[211] Disposición Décima Segunda de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica que los Suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, Potencia y Certificados de Energía Limpia que suministrarán a los Centros de Carga que representen y su verificación.

[212] Inciso b) fracción IV del artículo 165 de la LIE.

tres años. Los SSC están obligados a tener suscritos los CCE el 60 % de su demanda estimada de energía, Potencia y CEL para los 3 años calendario subsecuentes.

El 25 de julio de 2017, se publicó en el DOF una nueva resolución por la que se modificaron las Disposiciones. La CRE estableció un periodo de transición para suscribir CCE y cumplir el 100 % de sus requerimientos de demanda de energía, Potencia y CEL de forma paulatina.[213]

Los Suministradores deben tomar en cuenta los requisitos anuales de Potencia y CEL para la estimación de sus demandas de dichos productos. La CRE estableció el RAP[214] que las ERC deberán observar para adquirir la Potencia que les permita suministrar a los Centros de Carga que representen.[215] En caso de que no cumplan el RAP mediante sus CCE, los Suministradores deben adquirir la diferencia en el MBP (ver sección 5.4).

Del mismo modo, la SENER estableció los requisitos anuales para la adquisición de CEL que acrediten el consumo de los Centros de Carga proveniente de Energías Limpias de los años 2018 a 2022.[216] Los participantes obligados[217] pueden adquirir los CEL mediante CCE negociados independientemente, SLP o a través del Mercado de CEL que el CENACE debe organizar por lo menos una vez al año para que las Suministradores realicen transacciones en caso de que sus CCE no cubran sus obligaciones (ver sección 5.3).

Los SSB tienen tres vías para adquirir energía y Productos Asociados y así cumplir con los requisitos de cobertura: i) CLSB que fueron una opción de CCE con precios basados en costos y que se utilizan como mecanismo para la transición de una industria con estructura monopólica a una industria abierta a la competencia en los rubros de generación y comercialización; ii) CCE celebrados mediante Subastas (de Mediano y Largo Plazo) realizadas por el CENACE,[218] y iii) MEM para cubrir aquella demanda que no sea atendida por los CLSB y CCE.

5.7.3 SUBASTAS

Las SMP y las SLP son concursos organizados por el CENACE para que los SSB y las ERC puedan celebrar CCE que les permitan cubrir sus requerimientos de energía eléctrica y Productos Asociados. El Manual de Subastas de Largo Plazo establece que las SLP tienen por objeto:(i) permitir a los SSB celebrar CCE en forma competitiva, así como a otras ERC participar cuando así lo decidan una vez que se establezca la Cámara de Compensación, y (ii) permitir a los Generadores que celebren CCE, contar con una fuente estable de pagos para el financiamiento de sus inversiones.

Las subastas se diseñaron para que los SSB estén en posibilidad de cubrir sus necesidades de energía eléctrica y Productos Asociados sujetas a la evolución creciente de la demanda en el SEN. Los SSB están obligados a celebrar sus CCE exclusivamente a través de subastas (pues los CLSB se celebraron como mecanismo de transición). La LIE en su artículo 53 establece lo siguiente:

[213] Resolución de la CRE número RES/584/2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016.

[214] El RAP es la cantidad de Potencia que cada ERC está obligada a adquirir para cada año en que haya realizado operaciones en el MEM. Es equivalente a la Capacidad Demandada más el porcentaje de reserva establecida por la CRE en cada Zona de Potencia, durante las Horas Críticas.

[215] Resolución de la CRE número RES/916/2015. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016.

[216] La SENER estableció los siguientes requisitos de CEL: 5 % en 2018, 5.8 % en 2019, 7.4 % en 2020, 10.9 % en 2021 y 13.9 % en 2020. Los Acuerdos de la SENER se publicaron en el DOF y están disponibles en: https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/certificados-de-energias-limpias-51673.

[217] Los Participantes Obligados son los Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y los Usuarios Finales que reciban energía eléctrica por el abasto aislado, así como los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que incluyan Centros de Carga o Puntos de Carga cuya energía eléctrica no provenga en su totalidad de una Central Eléctrica Limpia.

[218] Artículo 53 de la LIE y numeral 14.1.3 de las BME.

Los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de subastas que llevará a cabo el CENACE. Los términos para llevar a cabo dichas subastas y asignar los Contratos de Cobertura Eléctrica respectivos se dispondrán en las Reglas del Mercado.

Las SLP permiten a los SSB y a otras ERC celebrar contratos anuales de largo plazo (15 años para Potencia y Energía Eléctrica Acumulable y de 20 años para CEL), mientras que en las SMP se permiten celebrar CCE con una duración de hasta 3 años. Entre 2015 y 2020, se concluyeron tres SLP (SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017) y una SMP (SMP- 1/2015). En las SLP se asignaron en total de 8,788.9 MW de capacidad comprometida, de los cuales han entrado en operación el 83.1 % de los proyectos (equivalente a 7,145.6 MW de capacidad), y en la SMP se contrató 50 MW para entrega del año 2018.

Hasta diciembre de 2020, se encuentran en operación el 68.7 % de los proyectos comprometidos de la SLP-1/2015 (11 de las 16 UCE asignadas); el 93 % de los proyectos de la SLP-1/2016 (42 de las 45 UCE asignadas), y el 68.7 % de los proyectos de la SLP-1/2017 (11 de las 16 UCE).

En 2019 se encontraban en proceso las SLP (SLP-1/2018) y SMP (SMP-1/2018); sin embargo, el 31 de enero y el 20 de diciembre de 2019, el CENACE publicó los acuerdos de cancelación de dichas subastas, respectivamente.[219] Del mismo modo, el 26 de noviembre de 2019 la SENER instruyó al CENACE no convocar más subastas hasta nuevo aviso.[220]

5.7.4 CONTRATOS LEGADOS PARA EL SUMINISTRO BÁSICO

De acuerdo con el artículo transitorio Décimo Noveno de la LIE, los SSB tuvieron opción de celebrar CLSB bajo la figura de CCE con precios basados en los costos de energía eléctrica y Productos Asociados de cada Central Eléctrica Legada y cada Central Externa Legada (cuyo objetivo fue minimizar los costos del Suministro Básico).

Las Centrales Eléctrica Legadas, propiedad de la CFE, son aquellas que no estaban incluidas en un permiso bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente o usos propios o continuos a la entrada en vigor de la LIE. Las Centrales Externas Legadas son las que estaban incluidas en un permiso de generación bajo producción independiente (Productor Independiente de Energía, PIE).[221]

El 25 de agosto de 2017, la SENER publicó en el DOF los Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación (Términos).[222] Asimismo se establecieron los modelos de contrato para el Suministro Básico de Centrales Eléctricas Legadas, Centrales Externas Legadas Renovables y Centrales Externas Legadas con Servicios Conexos.

En el Anexo D de los Términos se estableció la "Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados para el Suministro Básico" (Metodología) y se identificaron las CE (Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas) que formaron parte de los CLSB suscritos por CFE SSB con las EPS de Generación. En la metodología se

[219] CENACE (2019). Acuerdo de Cancelación de la SLP No. 1 2018. Disponible en:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/40%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v31%2001%202019.pdf

CENACE (2019). Acuerdo de Cancelación de la SMP 1-2018. Disponible en:

https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/03%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_20122019.pdf

[220] Oficios de la SENER.100/2019/890 disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/SubastasLP12019.aspx y 100/2019/891 disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Subasta_MP18.aspx.

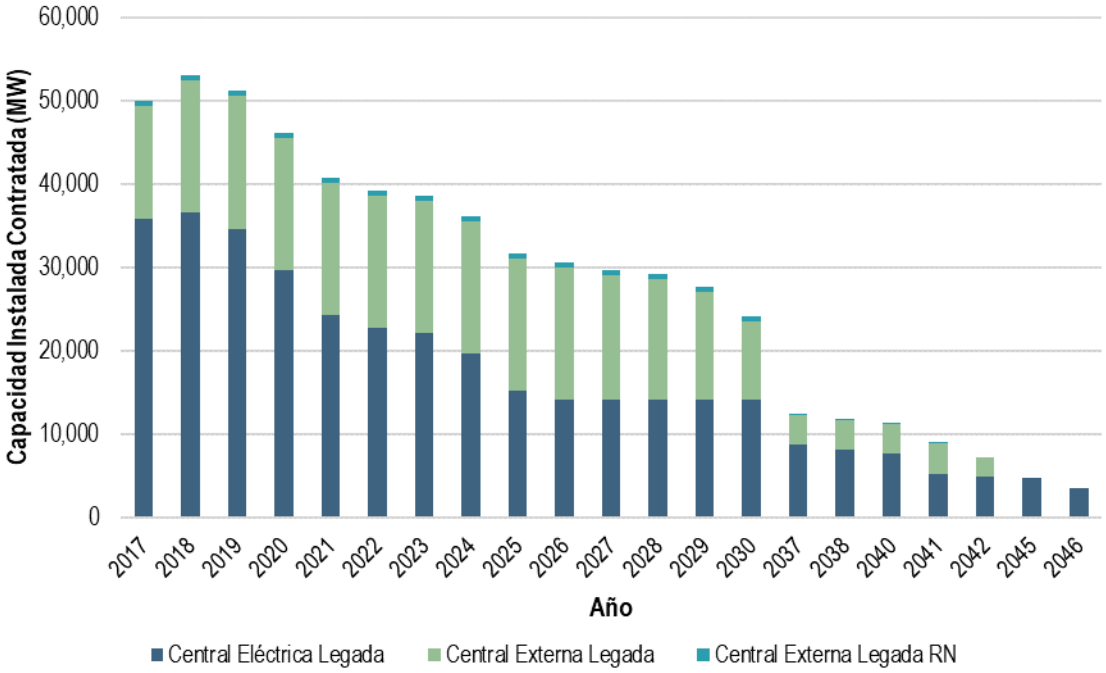
[221] En ambos casos también se consideraron las que estaban en construcción y que estuvieran contempladas en el Presupuesto de Egresos de la Federación, antes del 11 de agosto de 2014, en modalidad de inversión directa o condicionada.

[222] Disponibles en: https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/terminos-plazos-criterios-bases-y-metodologias-de-los-contratos-legados-para-el-suministro-basico-y-mecanismos-para-su-evaluacion-128297.

seleccionaron 154 CE de la CFE, 28 CE de PIE, 14 proyectos de la CFE y 6 proyectos de PIE. La contratación de las CE para los CLSB se realizó con base en sus costos históricos y la duración de dichos contratos correspondió al año en el que las CE alcanzarían su valor presente neto máximo, cuyo resultado fue la asignación de contratos de 1 a 30 años. En noviembre de 2020, la SENER modificó la Metodología con la finalidad de actualizar los CLSB (ver sección 5.7.8).

En la Gráfica 203 se presenta la Capacidad Instalada Contratada en los CLSB[223] celebrados por las EPS de Generación como vendedoras[224] y CFE SSB como comprador para cubrir parte de sus necesidades de energía, Potencia y CEL.[225] La Capacidad Instalada Contratada se tomó de los modelos de los CLSB para Centrales Eléctricas Legadas (Anexo A de los Términos), Centrales Externas Legadas Renovables (Anexo B de los Términos) y con Servicios Conexos (Anexo C de los Términos).

Gráfica 203. Capacidad Instalada Contratada mediante los Contratos Legados para el Suministro Básico



Fuente: Elaboración propia con base en los Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación (anexos A, B, C y D).

Como se aprecia en la Gráfica 203, la cobertura de CFE SSB mediante sus CLSB tenderá a ser menor conforme se cumplan los plazos de vigencia de dichos contratos, aunado al crecimiento esperado de la demanda de energía y los cambios en los usuarios atendidos por el Suministro Básico en los próximos años. En términos de energía, la CRE estimó que los CLSB cubrirían el 90 % de la energía requerida para el Suministro Básico en 2019 y el 80 % en 2020.[226]

[223] Los CCE se celebraron el 28 de agosto de 2017.

[224] La EPS Generación V como representante de las Centrales Externas Legadas, que amparan los contratos de producción independiente de energía suscritos por la CFE.

[225] Mediante la Resolución número RES/1706/2019, la CRE autorizó la cesión de derechos derivados de los permisos para generar energía eléctrica otorgados a CFE Generación I, CFE Generación II, CFE Generación III, CFE Generación IV y CFE Generación VI. Lo anterior, como consecuencia a la modificación de los términos para la estricta separación legal de la CFE publicados en el DOF el 11 de enero de 2016, así como a los Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación de las EPS y Empresas Filiales de la CFE publicadas en el DOF el 25 de noviembre de 2019.

[226] De conformidad con los Anexos de los Acuerdos de la CRE A/064/2018 y A/038/2019.

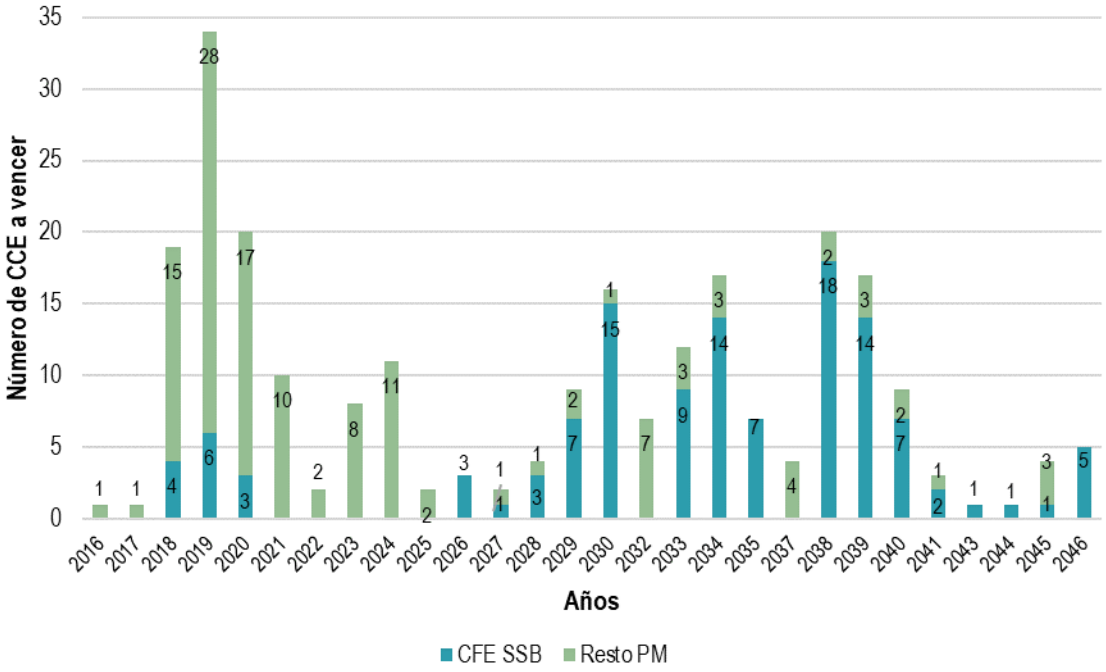
En contraste, se estimó que los CCE adjudicados mediante las SLP atenderían el 2.9 % y 6.2 % de la energía requerida por CFE SSB, en 2019 y 2020, respectivamente. Dado que los CLSB están sujetos a plazos determinados, el SSB tiene la opción de celebrar CCE mediante las subastas para cubrir sus requisitos de cobertura de energía eléctrica, potencia y CEL que dejarán de ser atendidos mediante CLSB.

5.7.5 VENCIMIENTO DE LOS CCE ACTIVOS Y REGISTRADOS EN EL CENACE

Las partes que celebren CCE vinculados a una CE o utilizados para satisfacer las obligaciones de un Suministrador están obligados a notificarlo al CENACE, así como los que sean entre un mismo grupo económico (en caso de que la CRE establezca dicha obligación). No existe la obligación de notificar los demás CCE; sin embargo, los PM pueden registrarlos de manera voluntaria.[227] Por lo tanto, CFE SSB está obligado a registrar sus CCE; de estos, 3 CCE vencieron al cierre de 2020 y sus próximos contratos vencerían en 2026.

La Gráfica 204 muestra el año de vencimiento de los CCE registrados ante el CENACE para todos los PM, diferenciados por CFE SSB y el resto de los PM. Durante 2020 vencieron 20 CCE, de los cuales tres fueron celebrados por CFE SSB. Entre el periodo de 2021 a 2025 solo se tiene previsto el vencimiento de CCE de otros PM, a partir de 2026 y hasta 2046, se cumpliría la vigencia de los CCE de CFE SSB.

Gráfica 204. Vencimiento de los CCE registrados ante el CENACE



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Área Pública del SIM del CENACE.[228]

5.7.6 CONSUMO Y COSTO DE LA ENERGÍA ADQUIRIDA POR EL SSB

Actualmente CFE SSB mantiene el monopolio del Suministro Básico en el país. La mayor parte de la energía adquirida por CFE SSB se obtiene mediante CCE relacionadas con CLSB (Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas

[227] Numerales 3.3.2, 3.4.1 y 3.4.3 del Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.

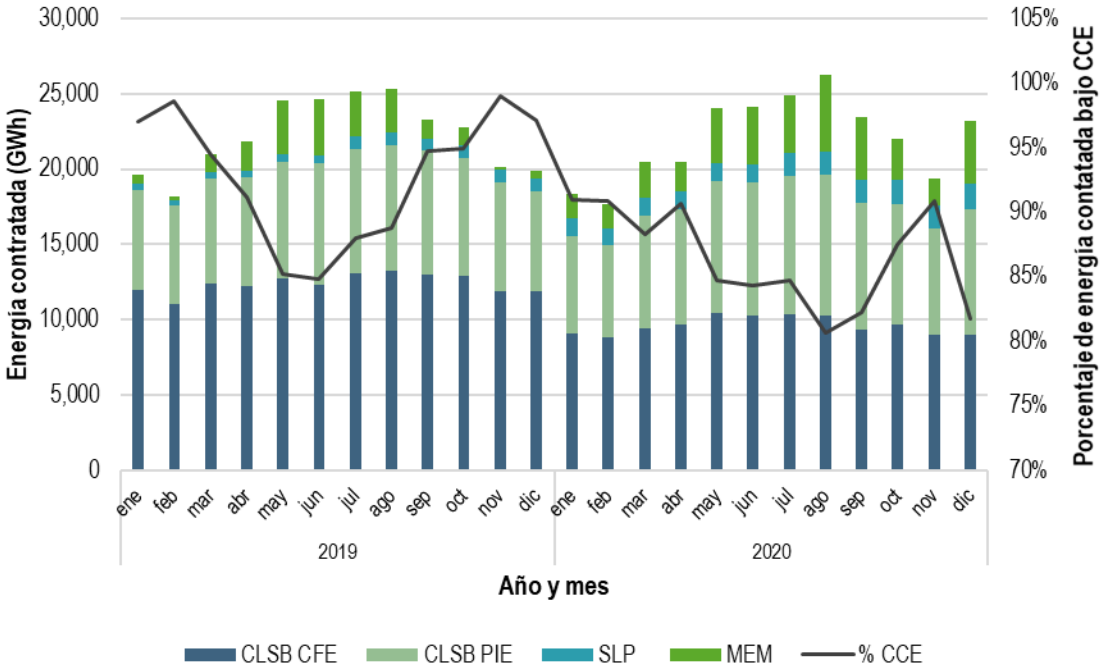
[228] CENACE (2020). Contratos de Cobertura Eléctrica. Consultado el 30 de diciembre de 2020. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ContratosCoberturaElectrica.aspx

Legadas). En la Gráfica 205 se muestra una aproximación de la cantidad adquirida en cada tipo de CCE, la cual se construyó con las estimaciones de la CRE en las Memorias de cálculo de tarifas de Suministro Básico.[229]

En el 2019 la energía eléctrica contratada mediante los CLSB fue del 90 % (compuesto por el 56 % de Centrales Eléctricas Legadas y el 34% de Centrales Externas Legadas), la energía de los CCE relacionados con las SLP fue del 3 %, por lo que el 7 % restante se adquirió en el MEM.

En el 2020 el porcentaje de la energía eléctrica contratada mediante los CLSB fue menor que en el 2019, alcanzando sólo el 80 %, del cual el 44 % corresponde a Centrales Eléctricas Legadas y el 36 % a Centrales Externas Legadas; mientras que el porcentaje de la energía contratada mediante las SLP se duplicó (6 %) y el porcentaje de la energía contratada mediante el MEM fue del 14 % (el cual también casi se duplicó).

Gráfica 205. Energía eléctrica contratada estimada para el Suministro Básico (CLSB)

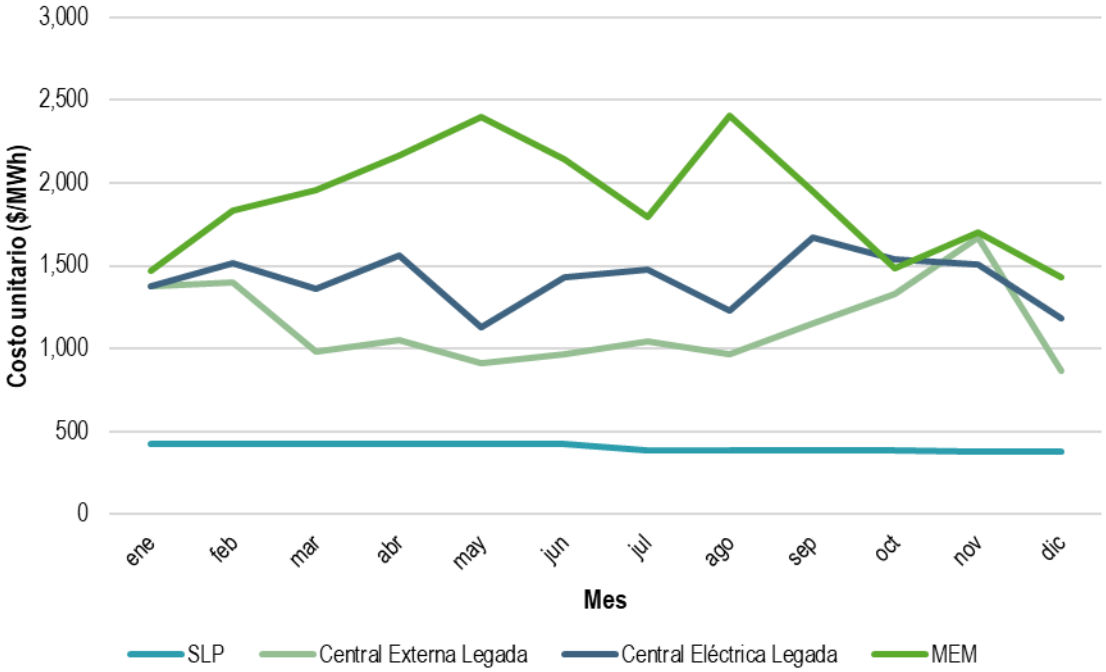


Fuente: Elaboración propia con base en las Memorias de cálculo de tarifas finales de Suministro Básico de la CRE.

La energía que se adquirió a un costo promedio menor corresponde a las SLP ($404/MWh), seguida de la adquirida por las Centrales Externas Legadas ($1,145/MWh) y las Centrales Eléctricas Legadas ($1,416/MWh); la forma más cara de adquirir energía para el SSB es a través del MECP ($1,895/MWh). En la Gráfica 206 se presentan los costos de adquisición estimados por la CRE en las Memorias del cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico.

[229] Las memorias se utilizan para determinar el cuadro tarifario y método de actualización de tarifas que aplicará la CFE. Disponibles en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico

Gráfica 206.Costo unitario estimado de la energía adquirida por CFE SSB, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en las Memorias de cálculo de tarifas de Suministro Básico publicadas por la CRE.

5.7.7 PARTICIPACIÓN DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES EN EL MDA

Las TBFin son instrumentos que tienen como objetivo programar con el CENACE la liquidación de los CCE que se celebren entre PM cuando estos así de lo decidan. Por medio de las TBFin, las partes del CCE transfieren entre ellos la responsabilidad financiera de la energía o de los Servicios Conexos incluidos en el MEM, de forma tal que el emisor de una TBFin (vendedor) transfiere sus derechos de cobro sobre una cantidad de energía o Servicios Conexos al adquiriente (comprador).

Los PM pueden elegir entre tres opciones para la liquidación de los CCE que celebren entre ellos:[230]

a. Sin informar al CENACE (cualquier producto);
b. A través del CENACE, mediante la programación de una TBFin (sólo energía eléctrica o Servicios Conexos incluidos en el mercado), o
c. A través del CENACE, mediante el reporte de una Transacción Bilateral de Potencia (TBPot). Estas permiten a dos PM transferir la obligación legal de procurar Potencia entre ellos, incluyendo la responsabilidad de producir o adquirir la capacidad entregada que corresponde a la Potencia. Estas transacciones se consideran en el MBP.

De esta forma, las TBFin conllevan la celebración de un CCE, pero existen CCE que no se liquidan mediante TBFin. Existen dos tipos de TBFin:[231]

i. TBFin por cantidades fijas de MWh. Se pueden presentar tanto en el MDA como en el MTR (de forma independiente para cada mercado).

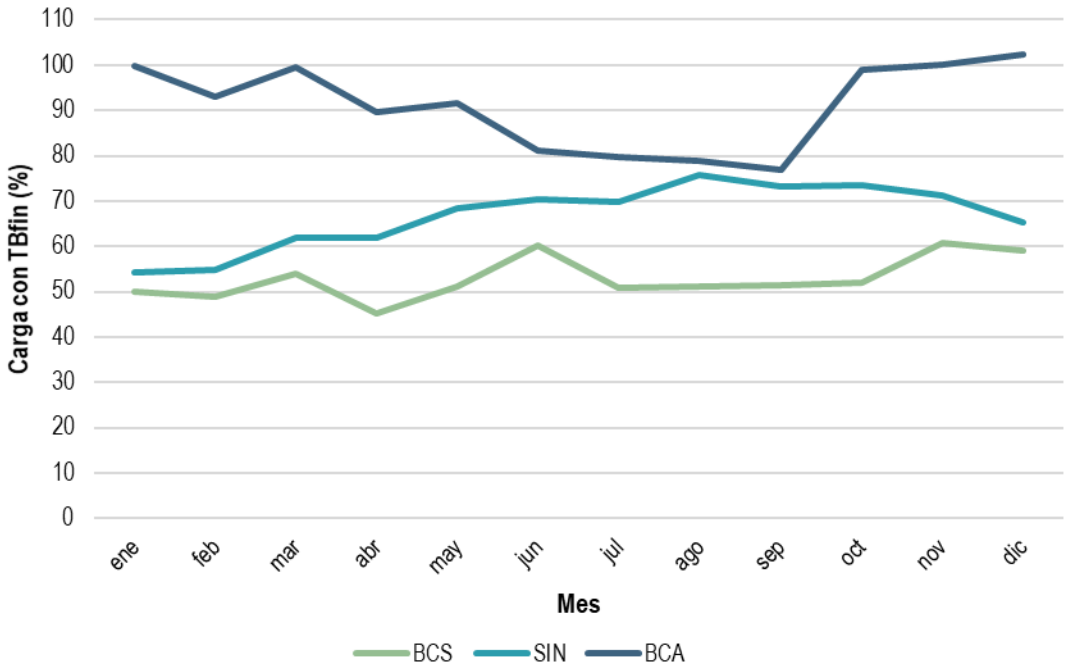
[230] Numeral 3.4.6 del Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.

[231] Base 9.8.1 inciso c) de la BME.

ii. TBFin referenciadas. La cantidad se define como un porcentaje de la energía eléctrica generada en una UCE o de la consumida en un Centro de Carga. Sólo se aplican en el MTR.

La Gráfica 207 muestra el promedio mensual de la energía que se comercializó en el MDA contra aquella que se liquidó a través de TBFin por Sistema Interconectado. Como se puede apreciar, la mayoría de la energía que se comercializa en el MDA del BCA se liquida a través de TBFin (91.0 %); mientras que para el SIN, el porcentaje liquidado a través de TBFin es del 66.7 %, y para el BCS del 52.9 %. El porcentaje promedio de energía comercializada mediante TBFin del total de energía comercializada en el MDA del SEN fue del 70.2 % en 2020, mientras que durante 2019 fue de 77.8 % y en el 2018, 85.3 %.

Gráfica 207. Porcentaje de energía que se comercializa en el MDA cubierta por TBFin, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

5.7.8 Cambios a los Contratos Legados para el Suministro Básico

Como se señaló previamente, CFE SSB está imposibilitado a celebrar CCE por medios distintos a las subastas; por lo que, al haberse cancelado estos mecanismos de contratación (los cuales eran la forma más barata de adquirir energía eléctrica), y ante la disminución de energía adquirida a través de los CLSB debido a su fecha de terminación, el SSB debe adquirir la energía en el MECP en mayor proporción como ocurrió en 2020, la cual es la vía de mayor costo y riesgo (debido a la volatilidad de los PML).

En noviembre de 2020, la SENER notificó a la CFE sobre la modificación del Anexo D que contiene la Metodología para los CLSB, cuya opinión de la CRE fue emitida mediante el Acuerdo A/037/2020. En consecuencia, el 13 de noviembre de 2020 la CRE autorizó los convenios modificatorios a los CLSB celebrados entre las EPS que mantienen las Centrales Eléctricas Legadas de CFE Generación (I, II, III, IV, y VI), como vendedor y CFE SSB como comprador.[232] De acuerdo con los resolutivos de la CRE, los convenios modificatorios se consideran acciones

[232] Resoluciones número RES/1215/2020, RES/1216/2020, RES/1217/2020, RES/1218/2020 y RES/1219/2020, respectivamente.

prudentes dado que coadyuvan a garantizar las obligaciones de CCE al incrementar la cantidad de productos en los contratos, minimizar la exposición a PML superiores a los costos de generación, reducir las tarifas finales de suministro básico, hacer eficientes las obligaciones fiscales y financieras, modificar plazos de emisión de facturas e incluir mecanismos para la actualización de parámetros en función a lo reconocido por los reguladores.

Entre los documentos que presentaron las EPS de la CFE para justificar los convenios modificatorios, se encuentran los oficios de la SENER de cancelación de las SLP,[233] de instrucción al CENACE para abstenerse de emitir convocatorias para SLP,[234] de viabilidad de inclusión de incrementos de capacidad y nuevos proyectos de generación,[235] así como comparativos de los costos de SSB con el contrato legado y con convenio modificatorio, entre otros documentos.

Así, se autorizó modificar, derogar y adicionar apartados de diversas cláusulas del CLSB relacionadas con los ajustes de los parámetros y vigencias de las CE. Con la autorización a las modificaciones se pretende añadir flexibilidad a los contratos y revisar anualmente, en función de las condiciones vigentes del mercado, y la conveniencia de conservar o incluir centrales al CLSB, todo en función de los requerimientos del Comprador.

Por lo tanto, a pesar de que los CLSB se diseñaron como un esquema transitorio para permitir a la Industria Eléctrica pasar de un modelo verticalmente integrado a uno de mercado, estas modificaciones ralentizan dicha transición, pues permiten que CFE SSB mantenga sus coberturas a través de CE de las EPS Generación en operación al incrementar la capacidad contratada o de nuevas CE con fecha de operación posterior a la suscripción del contrato.

Cabe mencionar que la SENER, de acuerdo con la LIE, deberá establecer un sitio de internet de acceso libre al público en general, en que cual se publicarán y mantendrán actualizados, entre otros, los contratos, convenios modificatorios y anexos que las Empresas Productivas del Estado, sus EF y EPS en México o el extranjero, celebren con PM en relación con cualquier producto del MEM. Sin embargo, al cierre de 2020, esta información no está disponible.

5.7.9 CONCLUSIONES

Las Reglas del Mercado incentivan la celebración de CCE para permitir a los inversionistas de la industria eléctrica y a los PM gestionar sus riesgos, al otorgarles mayor certeza económica y así fomentar la inversión y el desarrollo del MEM. Lo anterior debido a que las características físicas de la energía eléctrica y la estructura del MEM propician una alta volatilidad de los PML.

Asimismo, mediante los CCE se disminuye el efecto del poder de mercado que pudieran tener algunos PM en el MEM y se desincentiva la manipulación de los PML, pues el precio de la energía no está vinculado a los PML. Por esa razón, los Suministradores (que son los principales consumidores de energía en el MEM) tienen la obligación de celebrar CCE de energía y de Productos Asociados en función de la demanda que enfrentarán en los años venideros.

De acuerdo con la LIE, la única vía que tienen los SSB para celebrar CCE es mediante Subastas organizadas por el CENACE; sin embargo, los artículos transitorios de la LIE le permitieron a los SSB celebrar CLSB bajo la figura de CCE de conformidad con los términos, plazos, criterios, bases y metodologías que estableciera la SENER. Los CLSB funcionan como un mecanismo de transición de una industria eléctrica verticalmente integrada hacia una abierta a la competencia. Por ello, en el 2017 se celebraron CCE relacionados con Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas (PIE) entre CFE SSB y las EPS Generación de la CFE; la vigencia de esos contratos se estableció

[233] Oficio No. SENER.100/2019/075.

[234] Oficio No. SENER.100/2019/890.

[235] Oficio No. SPTE.200.163.2020

según la Metodología del Anexo D de los Términos mencionados. De acuerdo con lo previsto, los CLSB suscritos han ido venciendo en función a la vigencia establecida y este proceso continuará hasta el 2046.

A pesar de que la única vía actual que tienen los SSB para celebrar nuevos CCE son las Subastas, y de que éstas son la forma de adquisición de energía de menor costo, la SENER instruyó al CENACE a cancelar estos procesos competitivos que se encontraban en marcha durante 2019 y a no convocar nuevas subastas, por lo que durante 2020 no se lanzaron nuevos concursos.

Por lo tanto, ante la imposibilidad de celebrar nuevos CCE, CFE SSB recurrió al MECP para cubrir el 14 % de su energía en 2020 (casi el doble de lo adquirido en 2019), lo cual, conforme a las estimaciones de la CRE, representó un mayor costo para CFE SSB en sus compras de energía eléctrica.

Ante esta coyuntura (subastas canceladas y mayores compras de energía en el MECP), la SENER modificó los Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los CLSB, lo que detonó la modificación de los CLSB para incrementar su vigencia, la cantidad de los productos (energía eléctrica, CEL y Potencia) y la inclusión de incrementos de capacidad relacionados con nuevos proyectos de generación.

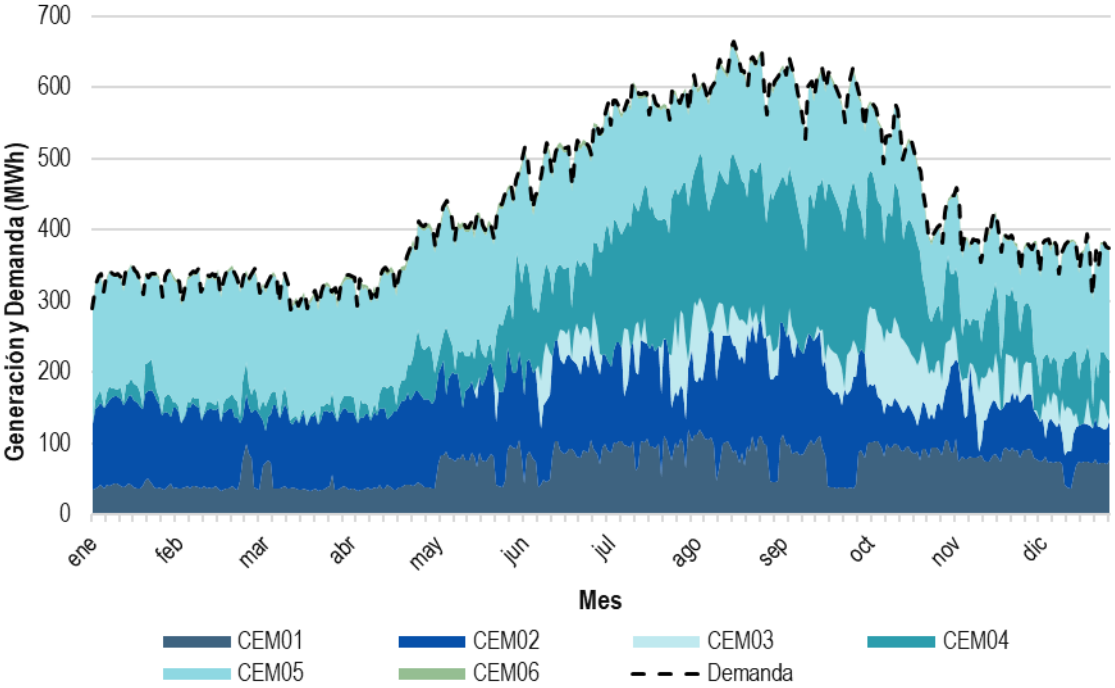
5.7.10 Recomendación

- En noviembre de 2020, se autorizó la modificación a los CLSB con el objetivo de ajustar los parámetros y vigencias de las CE y así coadyuvar con el cumplimiento de las obligaciones de CCE del SSB al incrementar la cantidad de productos en los contratos, minimizar la exposición a la volatilidad de los PML y reducir las tarifas finales de suministro básico, sobre todo en una coyuntura en la que las SLP fueron canceladas y el SSB no cuenta con otro mecanismo adicional para hacer frente a sus compromisos de cobertura eléctrica. Por lo anterior, se recomienda a la SENER publicar los CLSB celebrados entre las EPS Generación y el SSB, así como los convenios modificatorios recientemente autorizados, de conformidad con los artículos 159 y 161 de la LIE, con el propósito de facilitar la transparencia de la información en el MEM que es del interés del público, para la integridad y funcionamiento eficiente del mercado y la protección de los consumidores.

5.8 Evolución y desempeño de los Pequeños Sistemas Eléctricos

El Sistema Interconectado de Mulegé es considerado un Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada. Estos sistemas son regulados por la Base 7 de las BME. El sistema abarca geográficamente las comunidades del municipio de Mulegé al norte de Baja California Sur, así como la localidad de Bahía de los Ángeles, Baja California, y se encuentra aislado del BCA y del BCS.

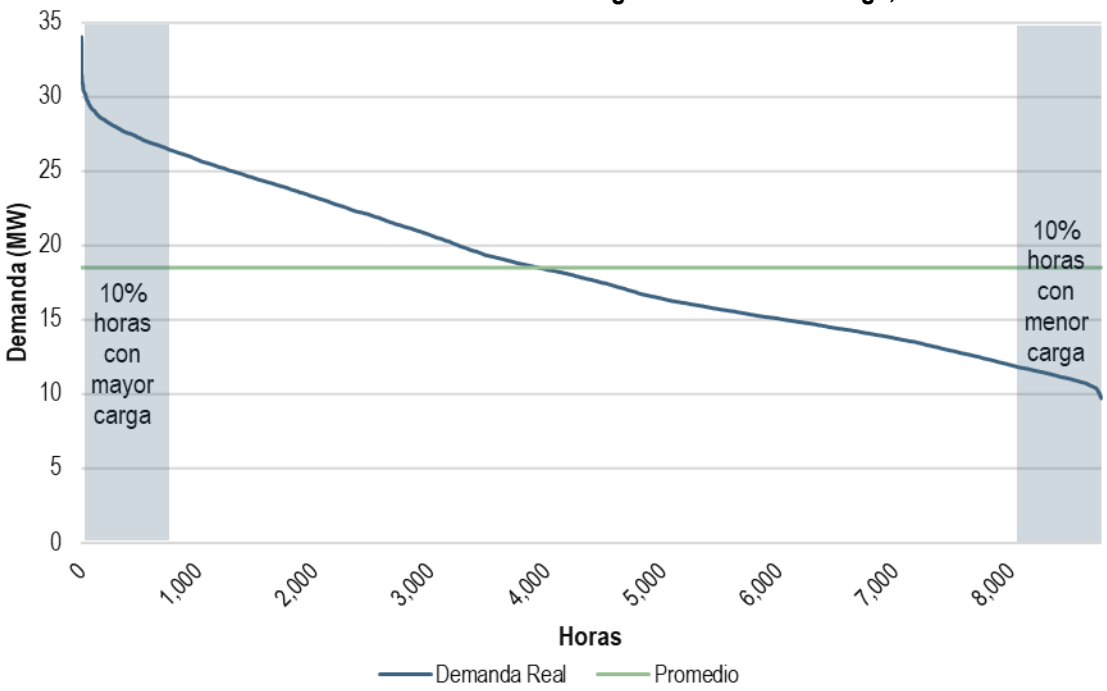
Gráfica 208. Generación por CE y demanda total en el Sistema Mulegé, 2020



Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Las centrales CEM01, CEM02 y CEM05 del Sistema Mulegé cubrieron el 62.4 % de la demanda de este sistema en 2020. La demanda promedio diaria que registró el Sistema Mulegé en este periodo fue de 444.5 MWh.

Gráfica 209. Curva de duración de la carga en el Sistema Mulegé, 2020



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La carga promedio horaria en el 10 % de las horas en 2020 en que tuvo lugar la mayor carga del Sistema Mulegé fue de 27.7 MW, mientras que en el 10 % de las horas en que se registró la carga más baja de este Sistema, la carga promedio horaria fue de 11.3 MW.

5.8.1 GENERACIÓN POR UCE Y FACTOR DE CAPACIDAD

Tabla 113. Generación y factor de capacidad, 2020

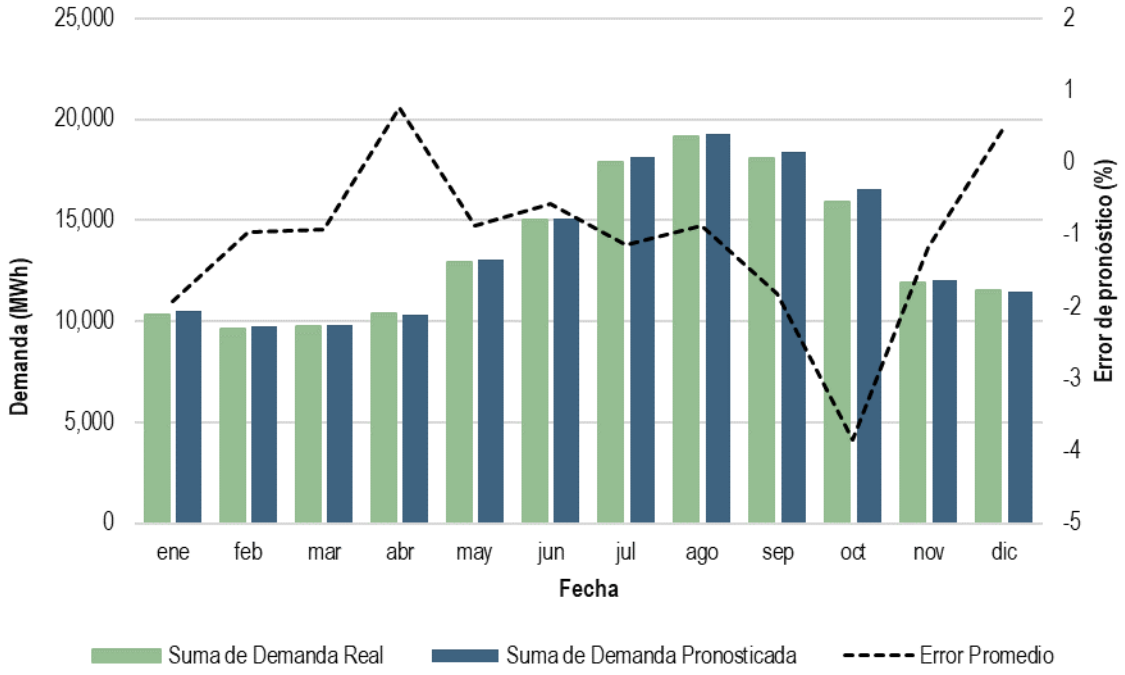
UCE	Suma de generación (MWh)	Capacidad máxima (MW)	Factor de capacidad (%)
CEM01-U01	0.0	2.7	0.0
CEM01-U02	14,969.4	2.9	59.1
CEM01-U03	10,323.3	2.5	46.2
CEM02-U01	18,846.4	3.5	61.0
CEM02-U02	19,685.2	3.5	63.8
CEM03-U01	1,113.7	-	-
CEM03-U02	0.5	-	-
CEM03-U03	7,607.6	-	-
CEM04-U01	7,939.7	1.2	76.5
CEM04-U02	7,016.0	1.2	69.2
CEM04-U03	8,172.3	1.7	53.5
CEM04-U04	916.6	0.6	17.1
CEM04-U05		-	-
CEM04-U06	901.3	0.8	13.2
CEM04-U07		-	-
CEM04-U08		-	-
CEM04-U09	9,167.4	-	-
CEM04-U10	208.2	-	-
CEM05-U01	29,590.4	3.0	111.3
CEM05-U02	24,439.8	3.1	90.5
CEM06-U01	1,798.9	1.2	17.8

Notas: Para la elaboración del análisis se utilizaron los valores de capacidad máxima disponibles.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Ocho de las 21 UCE que conforman al Sistema Mulegé registraron un factor de capacidad superior al 50 %: CEM01-U02 de la Central CEM01; CEM02-U01 y CEM02-U02 de la Central CEM02; CEM04-U01, CEM04-U02 y CEM04-U03 de la Central CEM04; CEM05-U01 y CEM05-U02 de la Central CEM05.

5.8.2 Errores de Pronóstico en la Demanda

Gráfica 210. Demanda pronosticada, demanda real y error de pronóstico promedio mensual en el Sistema Mulegé, 2020



Nota: Evolución diaria
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- En 2020 el error en el pronóstico horario en el Sistema Mulegé tuvo valores mínimos y máximos de -47.5 % y 42.9 %, respectivamente. El error promedio en el pronóstico horario mensual fue de -1.1 %.

5.8.3 Precios en Tiempo Real en el Sistema Mulegé

Actualmente, en el Sistema Mulegé no se están calculando los precios en Tiempo Real. Lo anterior está sujeto a la aprobación de los precios determinados por el DERS-I por parte del CENACE, lo cual se realizará por sistema interconectado, según el desempeño del DERS-I en cada sistema.

Miembros del Monitor Independiente del Mercado

Parviz Manouchehri Adib

José Adrián Avendaño Castro

Manuel Atanacio Rosario

Rafael Alfonso Campo

Horacio Chávez Carrillo

Mario Steven DePillis, Jr.

Isael Fierros González

Karla Melissa Galván Real

Ericka García Blanquel

Julio García Pérez

Alma Angélica González Jiménez

Jorge Hernández Cortés

Adrián Hernández del Valle

Marcos Jaime Leyes Pérez

Axel Rodríguez Reséndiz

Iván Rodríguez Reséndiz

Manuel Alejandro Zamora García

Félix Francisco León Vera

Claudia Icela Martínez García

Manuel Omar Olguín Hernández

Rubén Omar Orduño Melchor

Peter Jeffrey Palermo

Daniela Pontes Hernández

Isaac Portugal Rosas

Roberto Ramírez Hernández

Angélica Verenice Rivera Olvera

Gabriel Eduardo Roldán Alonso

Alejandro Iván Sotelo Torres

ESTA international
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México

Blvd. Adolfo López Mateos No. 172-203,
Col. Merced Gómez, Deleg. Benito Juárez,
C.P. 03930, Ciudad de México
www.estainternational.com

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen IV

Presentado por:

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico – México

Esta página está en blanco de manera intencional.

Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020

Volumen IV

1 de marzo de 2021

ESTA International LLC, S.A. de C.V.
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México
Blvd. Adolfo López Mateos 172-203
Merced Gómez, 03930, Ciudad de México, MÉXICO

www.ESTAInternational.com

MARCO REGULATORIO

De conformidad con el artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE); las Bases 18.1.4, 18.3.2, 18.4.1, incisos (b) y (c) de las Bases del Mercado Eléctrico (BME); los numerales 2.1.1, 2.2.1, 2.2.4, 2.2.5, 2.3.3 inciso (a), fracciones (i), (ii), (iii), (iv), (v), (viii), inciso (c), fracción (i), 2.4.2, 2.4.3, 2.4.4, 2.4.9, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 del Manual de Vigilancia del Mercado, el Monitor Independiente del Mercado (MIM) presenta el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020, en atención a las funciones y responsabilidades como Entidad de Vigilancia, en apoyo a la Unidad de Vigilancia del Mercado (UVM) y de la Autoridad de Vigilancia del Mercado (AVM).

VOLÚMENES

Debido a su extensión el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020 ha sido dividido en cuatro volumenes para facilitar su navegación y consulta.

- El Volumen I se compone del Resumen Ejecutivo y la Sección 1. Introducción que incluyen el Resumen de Recomendaciones y Aclaraciones del manejo de términos e información utilizados en el Reporte.
- El Volumen II incluye las Secciones 2. Análisis de la evolución y desempeño de los sistemas Interconectados y 3. Análisis y evolución del diseño y desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista.
- El Volumen III incluye las Secciones 4. Análisis de las Determinaciones del CENACE y comportamiento de los Participantes del Mercado y 5. Análisis y evaluación de otros productos y mercados;
- El Volumen IV incluye las Secciones 6. Información y seguimiento a indicadores del Mercado de Energía de Corto Plazo y 7. Anexos.

ÍNDICE VOLUMEN IV

6 Información y seguimiento a indicadores del Mercado de Energía de Corto Plazo 401

6.1 Resultados de precios de energía y demanda 401

6.2 Análisis de cantidades de generación y reservas 408

6.3 Información sobre congestión 418

6.4 Servicios Conexos 420

6.5 Importaciones y exportaciones 426

6.5.1 Errores de asignación de importación y exportación 429

6.5.2 Índice Herfindahl-Hirschman para las transacciones de importación 431

6.6 Diferencia entre el MDA y el MTR 433

6.7 Indisponibilidades de UCE 441

6.7.1 Indisponibilidad de energía reflejada en las Ofertas de Venta 441

6.7.2 Indisponibilidad de energía por salidas de UCE 447

6.8 Garantía de Suficiencia de Ingresos 454

6.8.1 Ingresos en el MDA 454

6.8.2 Pago de GSI en el MDA 457

6.8.3 Concentración de los pagos de la GSI en el MDA 460

6.8.4 Pago de la GSI en el MTR 462

6.8.5 Concentración de los pagos de la GSI en el MTR 464

6.9 Evaluación del comportamiento de los PM a través de sus Ofertas 465

6.9.1 Rechazo de Ofertas de Venta 465

6.9.2 Ofertas de Venta de energía eléctrica en el MDA 467

6.9.3 Unidades marginales 471

6.10 Análisis de combustibles 475

6.11 Cortes de energía 480

6.12 Temperatura 484

7 Anexos 487

7.1 Niveles de concentración y competencia por áreas de precio en el SIN 487

7.1.1 Planteamiento metodológico: Método de Agrupamiento K-Means 487

7.2 Determinación del Número óptimo de Agrupamientos mediante la Prueba del Codo (*Elbow Test*) 487

7.3 Resultado de Pruebas para la determinación de número óptimo de agrupamientos mediante Elbow Test a la identificación de las Áreas de Precio en el SIN. Datos de PML promedio semanal de 2020 488

7.4 Zonas de carga agrupadas en cada Área de Precio. Datos de PML promedio semanal de 2020 489

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 211. PML promedio y energía inyectada diarios en el MDA del SIN, 2019 y 2020 405

Gráfica 212. PML promedio y energía inyectada diarios en el MDA del BCA, 2019 y 2020 406

Gráfica 213. PML promedio y energía inyectada diarios en el MDA del BCS, 2019 y 2020 406

Gráfica 214. Generación diaria por tipo de Oferta de Venta en el MDA del SIN, 2020 409

Gráfica 215. Margen de capacidad rodante promedio en el MDA y el MTR del SIN, 2020 410

Gráfica 216. Energía hidroeléctrica almacenada y generación hidroeléctrica acumulada en el SIN, 2020 411

Gráfica 217. Energía hidroeléctrica almacenada y generación hidroeléctrica acumulada en el SIN, 2019 y 2020 ... 412

Gráfica 218. Generación por tipo de Oferta de Venta en el MDA del BCA, 2020 413

Gráfica 219. Margen de capacidad rodante promedio en el MDA y el MTR del BCA, 2020 414

Gráfica 220. Generación por tipo de Oferta de Venta en el MDA del BCS, 2020 416

Gráfica 221. Margen de capacidad rodante promedio en el MDA y el MTR del BCS, 2020 417

Gráfica 222. Horas de saturación y costo marginal promedio en los 10 Enlaces de Interconexión no fronterizos más congestionados en el MDA del SEN, 2020 418

Gráfica 223. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del SIN, 2020 421

Gráfica 224. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del BCA, 2020 422

Gráfica 225. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del BCS, 2020 422

Gráfica 226. Curva de duración de precios de la RREG en el MDA y el MTR del SIN, 2020 424

Gráfica 227. Curva de duración de precios de la RREG en el MDA y el MTR del BCA, 2020 424

Gráfica 228. Curva de duración de precios de la RREG en el MDA y el MTR del BCS, 2020 425

Gráfica 229. Curva de duración de flujos internacionales de energía en los Enlaces de Interconexión del SIN con ERCOT, 2020 427

Gráfica 230. Curva de duración de flujos internacionales de energía en los Enlaces de Interconexión del SIN con Guatemala y Belice, 2020 427

Gráfica 231. Curva de duración de flujos internacionales de energía en los Enlaces de Interconexión del BCA con el CAISO, 2020 428

Gráfica 232. Horas de saturación y costo marginal promedio de los Enlaces de Interconexión internacionales en el MDA del SEN, 2020 429

Gráfica 233. Errores de asignación en las Ofertas de importación tipo falso negativo por nodo de importación, 2020 430

Gráfica 234. Errores de asignación en las Ofertas de importación por mes, 2020 431
Gráfica 235. Curvas de oferta promedio de energía en el MDA y el MTR del SIN en la hora 20, 2020 435
Gráfica 236. PML promedio en el MDA y el MTR del SIN, 2020 436
Gráfica 237. Curvas de oferta promedio de energía en el MDA y el MTR del BCA en la hora 20, 2020 437
Gráfica 238. PML promedio en el MDA y el MTR del BCA, 2020 438
Gráfica 239. Curvas de oferta promedio de energía en el MDA y el MTR del BCS en la hora 20, 2020 439
Gráfica 240. PML promedio en el MDA y el MTR del BCS, 2020 440
Gráfica 241. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR del SIN, 2020 442
Gráfica 242. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR del BCA, 2020 443
Gráfica 243. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR del BCS, 2020 443
Gráfica 244. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por GCR, 2020 445
Gráfica 245. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por tipo de tecnología, 2020 446
Gráfica 246. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por PM, 2020 447
Gráfica 247. Capacidad indisponible por salidas de UCE en el SEN, 2020 448
Gráfica 248. Energía indisponible y salidas de UCE por tipo de indisponibilidad en el SEN, 2020 449
Gráfica 249. Energía indisponible por GCR y tipo de salida de UCE, 2020 450
Gráfica 250. Energía indisponible por tipo de tecnología y tipo de salida de UCE, 2020 (1 de 2) 452
Gráfica 251. Energía indisponible por tipo de tecnología y tipo de salida de UCE, 2020 (2 de 2) 452
Gráfica 252. Energía indisponible por PM y tipo de salida de UCE, 2020 453
Gráfica 253. Ingresos y proporción GSI/ingresos en el MDA del SIN, 2019 y 2020 455
Gráfica 254. Ingresos y proporción GSI/ingresos en el MDA del BCA, 2019 y 2020 456
Gráfica 255. Ingresos y proporción GSI/ingresos en el MDA del BCS, 2019 y 2020 457
Gráfica 256. Pago total, pago de las 10 UCE con mayor pago y pago promedio de la GSI en el MDA del SIN, 2019 y 2020 458
Gráfica 257. Pago total y pago promedio de la GSI en el MDA del BCA, 2019 y 2020 459
Gráfica 258. Pago total y pago promedio de la GSI en el MDA del BCS, 2019 y 2020 459
Gráfica 259. Curva de concentración de los pagos de la GSI entre UCE en el MDA del SEN, 2019 y 2020 460
Gráfica 260. Pago mensual total de la GSI en el MTR del SIN, 2019 y 2020 462
Gráfica 261. Pago mensual total de la GSI en el MTR del BCA, 2019 y 2020 463
Gráfica 262. Pago mensual total de la GSI en el MTR del BCS, 2019 y 2020 463
Gráfica 263. Curva de concentración de los pagos de la GSI entre UCE en el MTR del SEN, 2019 y 2020 464

Gráfica 264. Ofertas evaluadas, Ofertas inconsistentes y tasa de inconsistencia, 2020 465

Gráfica 265. Ofertas de Venta de energía inconsistentes por motivo de rechazo, 2020 466

Gráfica 266. Energía ofertada e inconsistente en el MDA del SEN, 2020 467

Gráfica 267. Distribución de las UCE por rango de convergencia entre el Precio de Referencia y su costo ofertado en el MDA del SEN, 2019 y 2020 468

Gráfica 268. Distribución de la energía ofertada por rango de convergencia entre el Precio de Referencia y el costo ofertado en el MDA del SEN, 2019 y 2020 470

Gráfica 269. Curva de mérito de Ofertas de Venta de energía en el MDA, 2020 471

Gráfica 270. Participación mensual de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA del SIN, 2020 472

Gráfica 271. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA del SIN, 2020 472

Gráfica 272. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA del BCA, 2020 473

Gráfica 273. Participación de las UCE marginales por tipo de tecnología en el MDA del BCS, 2020 473

Gráfica 274. Participación de las UCE marginales por tipo de combustible en el MDA por GCR, 2020 474

Gráfica 275. Precio promedio diario del GN empleado para la generación de energía, 2019 y 2020 475

Gráfica 276. Precio promedio diario del GNL empleado para la generación de energía, 2019 y 2020 476

Gráfica 277. Precio promedio diario del diésel empleado para la generación de energía, 2019 y 2020 477

Gráfica 278. Precio promedio diario del combustóleo empleado para la generación de energía, 2019 y 2020 478

Gráfica 279. Precio promedio diario del carbón empleado para la generación de energía, 2019 y 2020 479

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 114. PML promedio horario en el MDA y el MTR por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 401

Tabla 115. PML promedio horario en el MDA y el MTR por mes y Sistema Interconectado, 2020 402

Tabla 116. PML máximo horario en el MDA y el MTR por mes y Sistema Interconectado, 2020 402

Tabla 117. Demanda promedio horaria en el MDA, el MTR y Tiempo Real por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 404

Tabla 118. Demanda promedio horaria en el MDA, el MTR y Tiempo Real por mes y Sistema Interconectado, 2020 404

Tabla 119. Demanda máxima horaria en el MDA y el MTR por mes y Sistema Interconectado, 2020 405

Tabla 120. Generación mensual por tipo de Oferta de Venta de energía en el MDA del SIN, 2020 408

Tabla 121. Generación por tipo de Oferta de Venta de energía en el MDA del BCA, 2020 412

Tabla 122. Generación por tipo de Oferta de Venta de energía en el MDA del BCS, 2020 415

Tabla 123. Los 10 enlaces de Interconexión con más horas de saturación y su costo marginal promedio en el MDA del SEN, 2020 419

Tabla 124. Precios promedio de las reservas en el MDA por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 420

Tabla 125. Precios promedio de las reservas en el MTR por Sistema Interconectado, 2019 y 2020 420

Tabla 126. Porcentaje de horas de importaciones y exportaciones de energía por Enlace de Interconexión internacional, 2020 426

Tabla 127. Índice de Herfindahl-Hirschman de las Ofertas de los nodos de importación, 2020..... 432

Tabla 128. Índice de Herfindahl-Hirschman de las asignaciones de los nodos de importación, 2020 433

Tabla 129. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por Sistema Interconectado, 2020..... 442

Tabla 130. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por GCR, 2020 444

Tabla 131. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y en el MTR por tipo de tecnología, 2020..... 445

Tabla 132. Energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por PM, 2020..... 446

Tabla 133. Energía indisponible por salidas de UCE por Sistema Interconectado, 2020..... 449

Tabla 134. Energía indisponible por salidas de UCE por GCR, 2020..... 450

Tabla 135. Energía indisponible por salidas de UCE por tipo de tecnología, 2020 451

Tabla 136. Energía indisponible por salidas de UCE por PM, 2020 453

Tabla 137. Proporción GSI/ingresos en el MDA del SEN, 2019 y 2020 454

Tabla 138. Las 10 UCE con mayor pago total de la GSI y su proporción GSI/ingresos en el MDA del SEN, 2020.. 461

Tabla 139. Las 10 UCE con más días de pago de la GSI en el MDA del SEN, 2020..... 461

Tabla 140. Las 10 UCE con mayor pago total de la GSI y su participación en el total del pago de la GSI en el MTR del SEN, 2020 464

Tabla 141. Las 10 UCE con más días de pago de la GSI en el MTR del SEN, 2020..... 465

Tabla 142. Costo ofertado promedio y Precio de Referencia promedio por tipo de combustible en el SEN, 2020... 468

Tabla 143. Energía ofertada por tipo de combustible en cada Sistema Interconectado, 2020..... 469

Tabla 144. Participación de la energía ofertada por tipo de combustible en cada Sistema Interconectado, 2020.... 469

Tabla 145. Precio promedio por tecnología y combustible de las UCE marginales en el MDA del SEN, 2020 471

Tabla 146. Cortes de energía en el MTR por GCR, 2020..... 480

Tabla 147. Grados/días de calefacción promedio y energía inyectada diaria, invierno de 2019 y 2020 484

Tabla 148. Grados/días de refrigeración promedio y energía inyectada diaria, primavera de 2019 y 2020..... 484

Tabla 149. Grados/días de refrigeración promedio y energía inyectada diaria, verano de 2019 y 2020..... 485

Tabla 150. Grados/días de calefacción promedio (HDD) y energía inyectada diaria, otoño de 2019 y 2020 485

Tabla 151. Aplicación de las pruebas para la determinación del 488

Tabla 152. Zonas de Carga del Área de Precio Centro-Norte 489

Tabla 153. Zonas de Carga del Área de Precio Centro-Sur 490

Tabla 154. Zonas de Carga del Área de Precio Norte 491

Tabla 155. Zonas de Carga del Área de Precio Península 492

ČNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 21. Mapa de los PML promedio en el MDA por ZC, 2020 407

Ilustración 22. Localización aproximada de los 10 Enlaces de Interconexión con más horas de saturación en el SEN, 2020 419

LISTA DE ACRÐNIMOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

AU-GC	Modelo de optimización utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad
AU-HE	Modelo de optimización para la asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido
AU-MDA	Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto
AU-TR	Modelo de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real
AVM	Autoridad de Vigilancia del Mercado
AVR	Regulador Automático de Voltaje (*Automatic voltage regulator*, por sus siglas en inglés)
BCA	Sistema Interconectado Baja California
BCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
BI	Biocombustible (Tecnología)
BME	Bases del Mercado Eléctrico
BTU	Unidad Térmica Británica
CA	Carboeléctrica (Tecnología)
CAG	Control Automático de Generación
CAISO	California ISO
CC	Ciclo Combinado (Tecnología)
CCARM	Comité Consultivo de Análisis para las Reglas del Mercado
CCM	Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales
CDD	Grados/días de refrigeración (*Cooling Degree Days*, por sus siglas en inglés)
CE	Central Eléctrica
CEL	Certificados de Energías Limpias
CEN	Central
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFNTGR	Costo Fijo Nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia
CI	Combustión Interna (Tecnología)
CIL	Contratos de Interconexión Legados (Oferta de Venta)
CIONP	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia
COFECE	Comisión Federal de Competencia Económica
CLSB	Contratos Legados para el Suministro Básico
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSMS	Contingencia Sencilla más Severa
CTD	Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible
CVOM	Costo Variable de Operación y Mantenimiento
DEFH	Disponibilidad de Entrega Física Horaria
DERS-I	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo
DERS-MI	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos
DFT Legados	Derechos Financieros de Transmisión Legados
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DOF	Diario Oficial de la Federación
DPFH	Disponibilidad de Producción Física Horaria
EAR	Esquema de Acción Remedial
ECO	Evaluación de Consistencia de Ofertas
EEA	Energía Eléctrica Acumulable
EF	Empresa Filial
EFM	Energía Fuera de Mérito
ENS	Energía No Suministrada
EO	Eólica (Tecnología)
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
ERC	Entidades Responsables de Carga
ERCOT	Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (por sus siglas en inglés)
EUA	Estados Unidos de América
FACTS	Instalación de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, *Flexible AC Transmission System*, por sus siglas en inglés)
FOCE	Fecha de Operación Comercial Estándar
FOCO	Fecha de Operación Comercial

	Ofertada
FV	Solar Fotovoltaica (Tecnología)
GCR	Gerencia de Control Regional
GE	Geotérmica (Tecnología)
GI	Generador de Intermediación
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
GSI	Garantía de Suficiencia de Ingresos
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
HDD	Grados/días de calefacción (*Heating Degree Days*, por sus siglas en inglés)
HI	Hidroeléctrica (Oferta de Venta); Hidroeléctricas (Tecnología)
Hz	Hertz
IHH	Índice de Herfindahl-Hirschman
IM	Importaciones
IMTGR	Ingresos del Mercado de la Tecnología de la Generación de Referencia
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
ISO-NE	Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra (por sus siglas en inglés)
ITAEE	Indicador Trimestral de la Actividad Económica Estatal
LCFE	Ley de la Comisión Federal de Electricidad
LDEMín	Límite de Despacho Económico Mínimo
LDEMáx	Límite de Despacho Económico Máximo
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MARPOL	Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques
MBP	Mercado para el Balance de Potencia
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIM	Monitor Independiente del Mercado
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MTR	Mercado de Tiempo Real
MTR Ex-post	Mercado de Tiempo Real Ex-post
MW	Megawatts
MWh	Megawatts hora
NAME	Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias
NAMINO	Nivel de Aguas Mínimas de Operación
NAMO	Nivel de Aguas Máximas Ordinarias
NES	Noreste
NOR	Noroeste
NP	No Programable (Oferta de Venta)
NTE	Norte
NU	Nuclear (Tecnología)
NYISO	Operador Independiente del Sistema de Nueva York (por sus siglas en inglés)
OCC	Occidental
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OECP	Oferta Estimada de Compra de Potencia
OEVP	Oferta Estimada de Venta de Potencia
ONP	Obligación Neta de Potencia
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
ORI	Oriental
OVP	Oferta de Venta de Potencia
PAA	Potencia Anual Acreditada
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM
PCP	Precio de Cierre de Potencia
PE	Potencia Eficiente
PEN	Peninsular
PIE	Productores Independientes de Energía
PJM	Compañía de Confiabilidad (*PJM Interconnection Limited Liability Company*, por sus siglas en inglés)
PM	Participante del Mercado
PML	Precio Marginal Local
PMP	Precio Medio de Potencia
PMU	Unidades de Medición Fasorial, por sus siglas en inglés
PNP	Precio Neto de Potencia
PPEF	Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PSS	Estabilizador de Potencia (*Power*

	system stabilizers, por sus siglas en inglés)
RAP	Requisito Anual de Potencia
RC	Reserva de Contingencia (incluye RR10, RNR10, RRS, RNRS)
RGD	Redes Generales de Distribución
RN	Renovable (Oferta de Venta)
RNRS	Reserva No Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RNR10	Reserva No Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RNT	Red Nacional de Transmisión
RO	Reserva Operativa (incluye RREG, RR10, RNR10)
RPe	Reserva de Planeación eficiente
RPm	Reserva de Planeación mínima
RR	Reserva Rodante (incluye RREG y RR10)
RR10	Reserva Rodante de 10 Minutos (Servicio Conexo)
RREG	Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (Servicio Conexo o Reserva)
RRS	Reserva Rodante Suplementaria (Servicio Conexo)
RS	Reserva Suplementaria (incluye RREG, RR10, RNR10, RRS y RNRS)
RSI	Índice de Generación Residual, (RSI, por sus siglas en inglés)
S-CEL	Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIM	Sistema de Información del Mercado
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
SLP	Subasta de Largo Plazo
SMP	Subasta de Mediano Plazo
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
TBFin	Transacción Bilateral Financiera
TBPot	Transacción Bilateral de Potencia
TC	Térmica convencional (Tecnología)
TE	Térmica (Oferta de Venta)
TESL	Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad
TG	Turbogás (Tecnología)
TGR	Tecnología de Generación de Referencia
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UDIS	Unidades de Inversión
UPC	Unidades de Propiedad Conjunta
UTR	Unidades terminales remotas
UVM	Unidad de Vigilancia del Mercado
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
VDM	Valle de México
WAMS	Sistemas de monitoreo y reconocimiento situacional de amplia área (*Wide Area Monitoring System,* por sus siglas en inglés)
WTI	West Texas Intermediate
ZC	Zona de Carga
ZP	Zona de Potencia

6 INFORMACIÐN Y SEGUIMIENTO A INDICADORES DEL MERCADO DE ENERG¢A DE CORTO PLAZO

En esta sección se presentan los indicadores y variables relevantes sobre oferta y demanda de energía, servicios conexos, transacciones internacionales, asignación e indisponibilidad de UCE, PML, precios de combustibles, entre otros, para dar a conocer el estatus del MECP en 2020.

La sección se organiza en gráficas y tablas con la finalidad de sintetizar la exposición de datos y permitir la comparación cualitativa y cuantitativa de la información del MECP. Asimismo, estos elementos se acompañan de una breve explicación en aquellos casos atípicos o condiciones inusuales del mercado mediante viñetas debajo de la gráfica o tabla donde se muestra dicho dato.

6.1 RESULTADOS DE PRECIOS DE ENERG¢A Y DEMANDA

Tabla 114. PML promedio horario en el MDA y el MTR por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Proceso de mercado	Sistema Interconectado	PML promedio horario ($/MWh) 2019	2020	Cambio (%)
MDA	SIN	1,295.6	594.5	-54.1
	BCA	723.9	660.1	-8.8
	BCS	3,144.9	2,175.2	-30.8
MTR	SIN	1,323.3	567.5	-57.1
	BCA	628.8	422.4	-32.8
	BCS	3,436.7	2,217.2	-35.5

Nota: Promedio anual y cambio porcentual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- En 2020, el PML promedio horario del MDA y del MTR en el SIN disminuyó en 54.1 % y 57.1 %, respectivamente, con respecto a 2019. Lo anterior se explica por: (i) la disminución de la demanda de energía en 2.5 % como resultado de las medidas de confinamiento por la pandemia COVID-19 (ver Tabla 117); (ii) la expansión de 4.1 % de la capacidad neta de este sistema, mayoritariamente por parte de las tecnología EO, FV y CC (que participan con Ofertas de Venta sin precio); (iii) la reducción de 4.6 % de la energía indisponible, principalmente de las UCE CC (las cuales son las de menor costo); (iv) el aumento de 32.6 % de la generación asignada con Oferta de Venta HI, primordialmente de aquella que fue asignada fuera de mérito; (v) la disminución de los precios de cuatro de los cinco combustibles empleados para generación de electricidad (ver Análisis de combustibles); y (vi) la reducción de 27.2 % de las horas-enlace de saturación en este sistema, junto a una contracción de 44.4 % de su costo marginal promedio.
- La reducción del PML del BCA, tanto en el MDA (-8.8 %) como en el MTR (-32.8 %), fue resultado de: (i) el aumento promedio del margen de capacidad en 8.0 puntos porcentuales; (ii) la disminución de los precios de los combustibles, principalmente del GN (-3.2 %); y (iii) la participación de las UCE CC que marginaron en el 70.0 % de las horas del año.
- El PML promedio del BCS también disminuyó en 2020 en relación con 2019 en ambos procesos de mercado (-30.8 % en el MDA y -35.5 % en el MTR). Esta situación se debió principalmente a: (i) la reducción de al menos 3.7 % de la demanda de energía en este sistema (ver Tabla 117) y (ii) la disminución de 27.4 % del precio del combustóleo (ver Análisis de combustibles), la cual llevó a la baja de los costos totales de energía

de las UCE que emplean este combustible y, por consiguiente, a la reducción del precio con que marginaron estas UCE en el BCS.[236]

Tabla 115. PML promedio horario en el MDA y el MTR por mes y Sistema Interconectado, 2020

Mes	PML promedio horario ($/MWh)					
	MDA			MTR		
	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS
Enero	455.1	441.7	1,429.7	522.7	323.4	1,453.2
Febrero	498.5	328.8	1,548.8	534.1	280.3	1,569.4
Marzo	552.0	278.4	1,268.9	574.5	255.7	1,284.6
Abril	501.3	237.4	952.9	479.4	251.0	984.6
Mayo	561.8	564.7	1,343.4	547.0	413.6	1,297.6
Junio	588.0	441.6	2,611.8	553.6	367.0	2,685.1
Julio	602.5	733.4	3,147.8	579.9	463.2	3,163.2
Agosto	723.3	1,737.5	3,310.3	644.1	750.0	3,125.0
Septiembre	631.6	853.1	2,894.8	583.4	499.9	3,023.9
Octubre	654.6	1,003.8	3,047.2	602.1	493.9	3,284.9
Noviembre	804.7	592.2	2,525.3	619.2	465.0	2,434.3
Diciembre	559.4	656.1	1,993.9	567.3	487.3	2,271.4

Nota: Promedio mensual.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 116. PML m¨ximo horario en el MDA y el MTR por mes y Sistema Interconectado, 2020

Mes	PML m¨ximo horario ($/MWh)					
	MDA			MTR		
	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS
Enero	7,694.6	1,766.1	1,895.1	7,676.3	787.3	4,545.3
Febrero	7,356.6	1,224.5	2,215.9	6,576.1	751.6	2,244.4
Marzo	5,181.7	1,428.9	2,142.5	4,182.3	710.6	3,273.8
Abril	5,094.7	1,137.6	3,255.3	8,108.0	560.2	3,758.3
Mayo	5,407.0	8,111.3	3,897.0	4,236.7	10,002.1	3,850.7
Junio	6,647.4	2,389.3	5,969.4	5,608.3	1,783.2	5,516.2
Julio	7,257.0	9,092.2	6,073.8	21,221.6	8,340.2	6,196.1
Agosto	33,390.0	19,775.4	4,808.9	11,283.5	8,659.0	6,315.6
Septiembre	7,998.1	11,892.3	4,331.3	7,463.1	10,655.4	5,499.7
Octubre	6,210.6	11,410.5	6,411.0	2,205.0	8,691.3	17,022.2
Noviembre	9,000.6	2,488.3	4,349.4	3,405.9	7,328.0	4,152.3
Diciembre	3,834.2	3,229.2	4,465.9	2,362.3	4,887.9	4,399.8

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El PML horario superó los $10,000/MWh, tanto en el MDA como en el MTR, en el SIN, el BCA y BCS durante 2020.

[236] El 54 % del parque de generación del BCS utiliza combustóleo para generar energía eléctrica.

- A la hora 22 del 16 de julio, el PML horario del SIN en el MTR llegó a $21,221.6/MWh en el nodo 02LAV-115 de la GCR ORI como consecuencia de la saturación del enlace Tabasco Potencia (2-7 ATS TSP 400/230), lo que originó un componente de congestión de $20,324.8/MWh. Esta saturación se debió a un incremento de 3.9 % de la demanda en la GCR ORI, lo cual provocó que la generación transmitida a través del enlace Tabasco Potencia aumentara al punto de saturación.
- A la hora 16 del 6 de agosto, el PML horario del SIN en el MDA alcanzó $33,390.0/MWh en el nodo 06RRD-138 de la GCR NES (nodo para transacciones internacionales) como resultado de la saturación del enlace 6-03 ENL NES CUF-RRD USA, la cual ocasionó un componente congestión de $32,829.9/MWh. Lo anterior tuvo lugar por la asignación de exportaciones por el total del límite de transmisión de este enlace en dicha hora y fecha (52.0 MW).
- A la hora 23 del 29 de agosto, el PML horario del SIN en el MTR subió a $11,283.5/MWh en el nodo 02LAV-115 de la GCR ORI, puesto que el enlace Tabasco Potencia (2-7 ATS TSP 400/230) se saturó por un aumento de 1.0 % de la demanda de energía en la GCR ORI. Lo anterior generó un componente de congestión de $10,543.5/MWh.
- A la hora 21 del 18 de agosto, se registró el PML horario máximo del año en el MDA del BCA ($19,775.4/MWh). Este PML se debió al incremento de la demanda y a las condiciones de escasez de recursos de generación en CAISO, las cuales se presentaron del 13 al 19 de agosto.[237][238] Lo anterior llevó a PML elevados en CAISO, los cuales rondaron entre $4,7016/MWh y $33,124.6/MWh.
- A la hora 15 del 5 de septiembre, se reportó el PML horario más elevado del año en el MTR del BCA ($10,655.4/MWh), puesto que hubo escasez de reservas debido a la falta de flexibilidad en este sistema; situación que provocó la activación de la curva de demanda de reservas.
- A la hora 19 del 6 de septiembre, el PML horario en el MDA del BCA resultó $11,892.3/MWh en el nodo 07SAF-115 como consecuencia de una Oferta de exportación que marginó con un precio de $10,060.0/MWh (precio tope).
- A la hora 19 del 16 de octubre, el PML horario en el MDA del BCA llegó a $11,410.5/MWh a causa de una Oferta de importación que marginó con precio tope ($10,060.0/MWh) y de un componente de pérdidas en el nodo que ascendió a $1,702.9/MWh.
- A la hora 22 del 15 de octubre, el PML horario en el MTR del BCS alcanzó su máximo anual ($17,022.2/MWh). Este PML se registró en el nodo 07OLA-115 y se originó por la saturación del enlace 7-03 PATH OLA AT-10, el cual presentó un costo marginal de congestión igual a $19,167.5/MWh.

[237] *CAISO. (2020). CAISO Grid Restricted Maintenance Operations. 2020-08-21.* Disponible en: http://www.caiso.com/informed/Pages/Notifications/AWENoticeLog.aspx

[238] *CAISO. (2020). CAISO Grid Stage 2 System Emergency Notice. 2020-08-17.* Disponible en: http://www.caiso.com/informed/Pages/Notifications/AWENoticeLog.aspx.

Tabla 117. Demanda promedio horaria en el MDA, el MTR y Tiempo Real por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Proceso de mercado	Sistema Interconectado	Demanda promedio horaria (MW)		Cambio (%)
		2019	2020	
MDA	SIN	34,966.9	34,084.9	-2.5
	BCA	1,614.6	1,689.6	4.6
	BCS	309.4	297.9	-3.7
MTR	SIN	35,509.2	34,581.8	-2.6
	BCA	1,764.8	1,742.7	-1.3
	BCS	311.6	296.7	-4.8
Tiempo Real	SIN	34,604.9	33,644.8	-2.8
	BCA	1,611.2	1,668.2	3.5
	BCS	309.5	297.0	-4.1

Notas: Promedio anual y cambio porcentual. La demanda contempla la suma de la solución del mercado y las pérdidas.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 118. Demanda promedio horaria en el MDA, el MTR y Tiempo Real por mes y Sistema Interconectado, 2020

Mes	Demanda promedio horaria (MW)								
	MDA			MTR			Tiempo Real		
	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS
Enero	31,405.2	1,398.1	245.1	31,803.5	1,408.3	241.4	30,916.3	1,369.2	241.7
Febrero	32,146.2	1,356.6	246.5	32,649.2	1,415.2	246.3	31,689.5	1,388.4	246.6
Marzo	33,731.3	1,291.7	248.0	34,334.4	1,390.5	240.9	33,364.2	1,345.1	242.7
Abril	32,118.3	1,254.3	213.6	32,370.7	1,309.8	214.8	31,439.9	1,290.3	216.0
Mayo	33,195.5	1,636.6	237.0	33,541.9	1,697.9	234.4	32,635.7	1,613.9	237.7
Junio	36,196.3	1,891.3	295.9	36,682.2	1,960.8	297.0	35,782.7	1,868.5	299.7
Julio	37,472.2	2,237.2	374.4	37,928.5	2,293.8	375.7	37,000.0	2,138.6	375.1
Agosto	37,966.4	2,403.3	391.4	38,543.4	2,416.6	386.2	37,604.6	2,315.0	384.2
Septiembre	36,307.7	2,163.1	399.1	36,751.4	2,223.1	406.0	35,786.8	2,111.6	401.5
Octubre	35,119.2	1,809.4	379.2	35,798.8	1,871.3	343.9	34,743.0	1,778.8	372.0
Noviembre	32,462.7	1,411.2	297.9	33,126.3	1,480.8	287.6	32,184.4	1,401.5	299.2
Diciembre	30,790.8	1,394.6	243.2	31,341.4	1,423.3	244.1	30,480.1	1,379.0	244.6

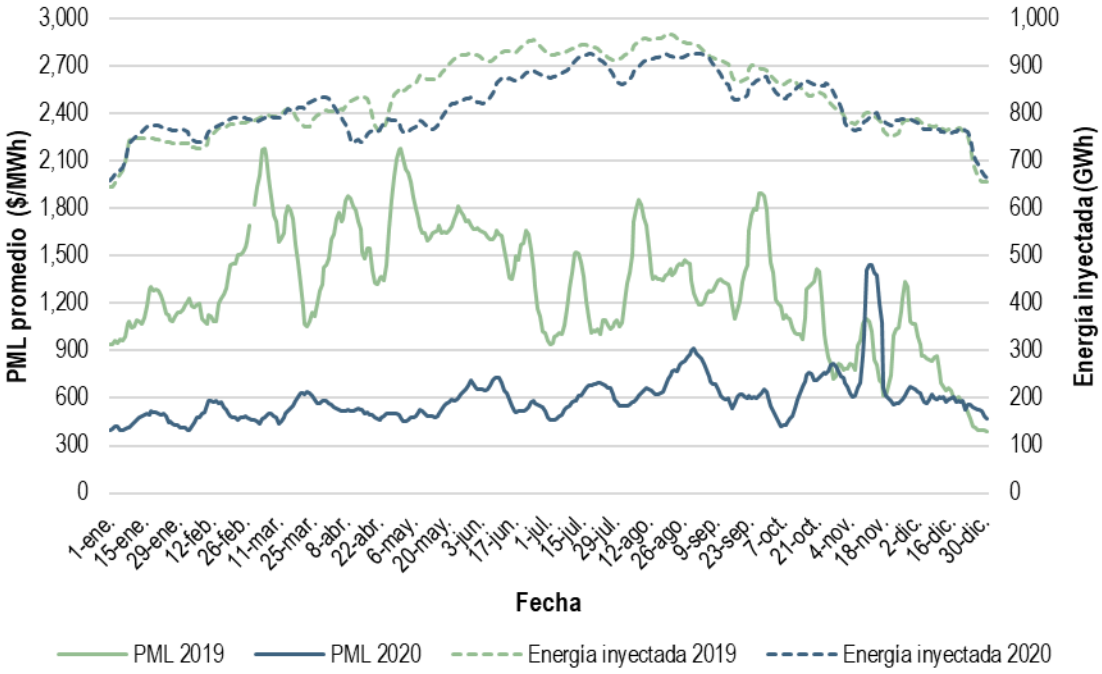
Notas: Promedio mensual. La demanda contempla la suma de la solución del mercado y las pérdidas.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 119. Demanda m¨xima horaria en el MDA y el MTR por mes y Sistema Interconectado, 2020

Mes	Demanda m¨xima horaria (MW)								
	MDA			MTR			Tiempo Real		
	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS
Enero	37,335.9	1,784.1	304.0	37,850.0	1,805.0	308.6	36,944.5	1,778.0	300.3
Febrero	38,114.0	1,780.0	318.4	39,365.9	1,857.5	322.1	38,196.4	1,868.8	318.5
Marzo	39,445.6	1,712.2	328.9	40,608.6	1,745.5	336.4	39,411.3	1,736.3	333.4
Abril	37,996.2	2,061.6	318.4	37,930.6	2,008.7	308.3	36,868.5	2,047.1	302.9
Mayo	39,507.2	2,444.7	303.1	39,643.7	2,465.9	292.3	38,651.5	2,358.7	292.2
Junio	41,815.5	2,518.7	399.0	41,757.8	2,720.1	402.3	40,876.4	2,534.4	400.7
Julio	43,088.6	3,002.2	458.3	43,719.4	2,987.9	454.7	42,784.8	2,866.2	456.9
Agosto	43,130.1	3,073.1	498.9	43,999.0	3,164.5	505.7	42,899.3	2,963.5	496.1
Septiembre	42,541.0	3,114.9	479.4	43,419.3	3,068.8	493.9	42,416.5	2,926.3	490.9
Octubre	40,793.4	2,702.4	490.2	41,866.8	2,807.9	492.6	40,685.5	2,688.6	489.7
Noviembre	38,185.9	1,886.0	394.5	38,764.3	1,928.1	406.8	37,706.8	1,840.3	400.7
Diciembre	36,793.6	1,772.3	307.9	37,512.4	1,818.4	315.2	36,638.3	1,761.2	315.3

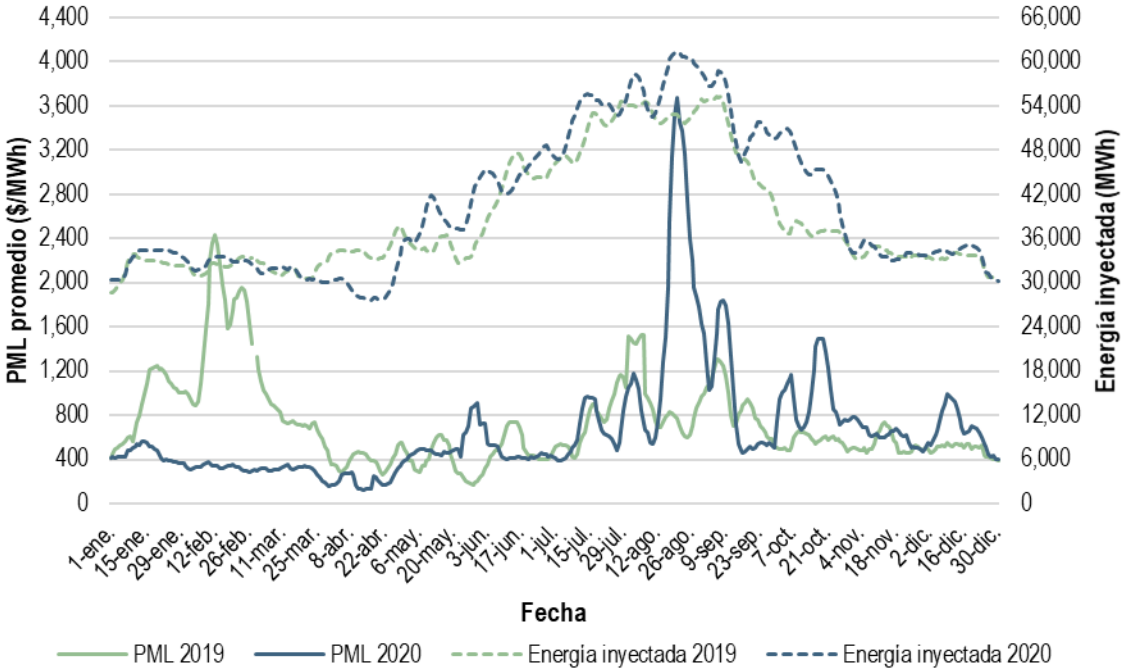
Nota: La demanda contempla la suma de la solución del mercado y las pérdidas.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 211. PML promedio y energ´a inyectada diarios en el MDA del SIN, 2019 y 2020



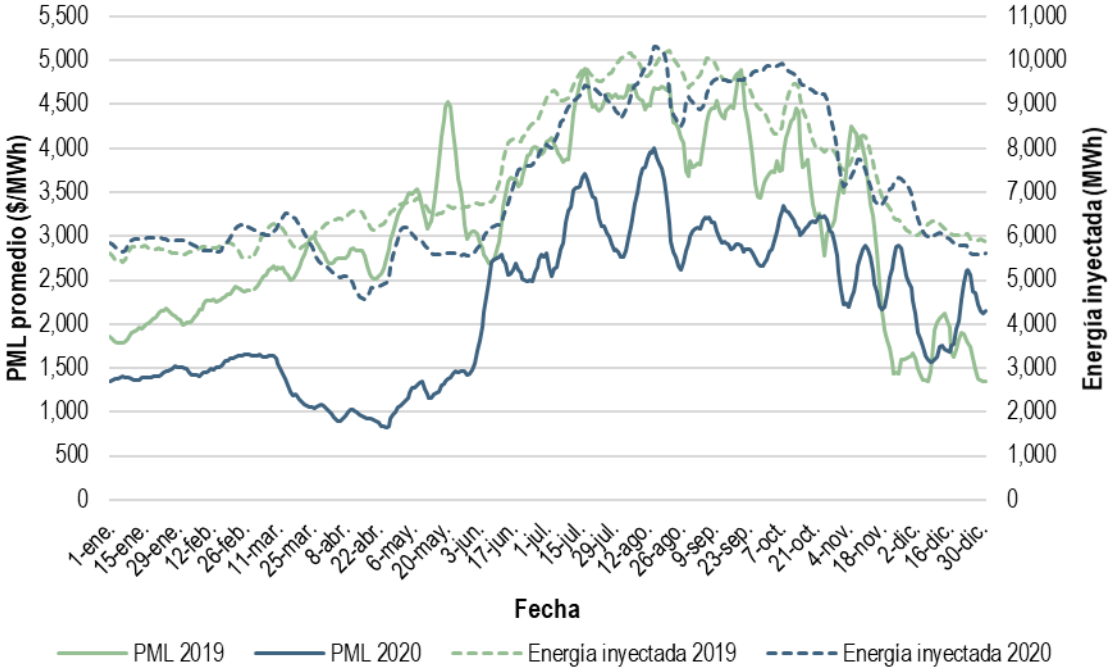
Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 212. PML promedio y energ´a inyectada diarios en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

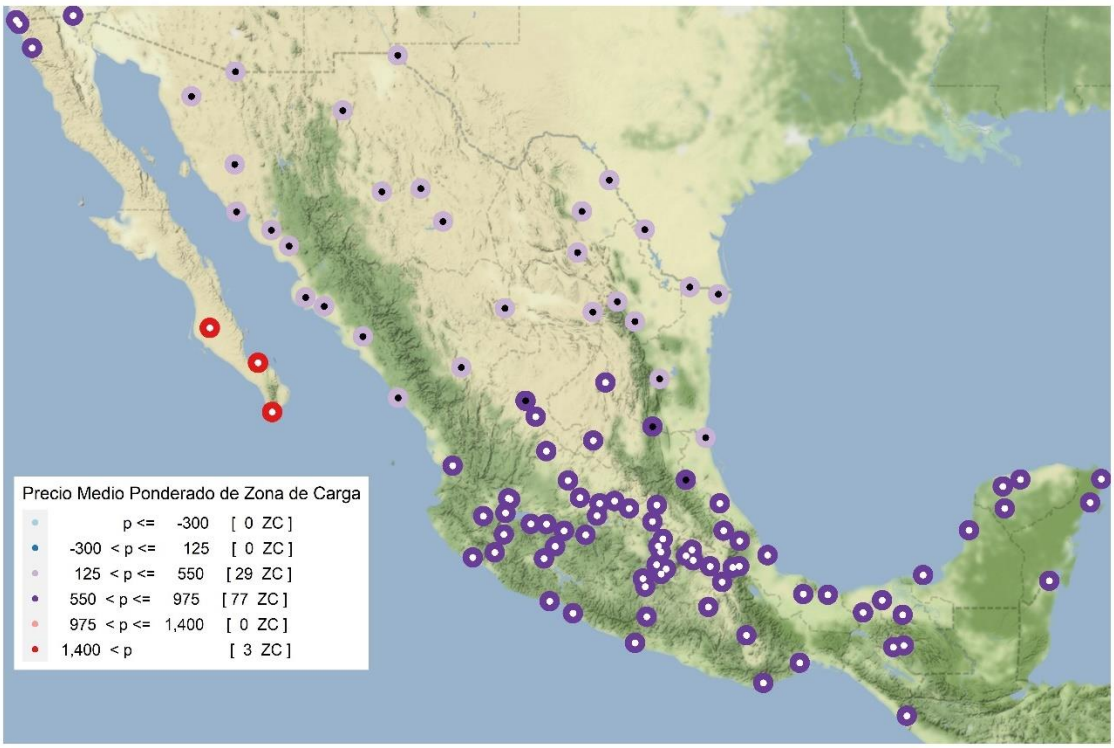
Gr¨fica 213. PML promedio y energ´a inyectada diarios en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El PML promedio del BCA se elevó en el tercer trimestre de 2020 con respecto a lo registrado en la primera mitad del año (ver Gráfica 212). Dos factores llevaron a este aumento: (i) el crecimiento de 56.0 % de la demanda de energía (representada por la energía inyectada) que aconteció en el tercer trimestre del año en comparación con los primeros seis meses de 2020; y (ii) el incremento de los precios con que marginaron las Ofertas de importación de la primera mitad del año ($670.6/MWh, en promedio) al tercer trimestre de 2020 ($2,107.2/MWh, en promedio).
- El PML promedio del BCS aumentó durante julio y septiembre de 2020 en comparación con la primera mitad del año (ver Gráfica 213) debido a dos factores: (i) el incremento de 24.9 % de la demanda de energía en el tercer trimestre del año con relación a la demanda observada en los primeros seis meses de 2020; y (ii) el aumento de la frecuencia con que marginaron las UCE con diésel de julio a septiembre (68.3 % de las horas) con respecto a la frecuencia con que marginaron de enero a junio (7.1 % de horas).

Ilustraci¹n 21. Mapa de los PML promedio en el MDA por ZC, 2020



Nota: La congestión positiva (centros blancos) indica que el costo de entrega de energía en ese punto es mayor que el costo de entrega en el nodo de referencia; en cambio, la congestión negativa (centros negros) señala que el costo de entrega de energía en ese punto es menor que el costo de entrega en el nodo de referencia.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Durante 2020, los PML promedio por ZC más altos (superiores a $1,400/MWh) se registraron en el BCS. Esta situación se debió a que su parque de generación empleó diésel, el cual es el combustible con el precio promedio más alto para la generación de electricidad ($395.8/MMBtu).
- El desacoplamiento de los PML promedio por ZC mostró la trayectoria promedio que siguió la transmisión de energía, la cual fue del norte al sur del territorio nacional. Esta trayectoria saturó enlaces por excedentes de generación en las GCR NOR, NTE y NES (congestión negativa) y ocasionó saturación por escasez de generación en las GCR CEN, ORI, OCC y PEN (congestión positiva).

6.2 ANÊLISIS DE CANTIDADES DE GENERACIÐN Y RESERVAS

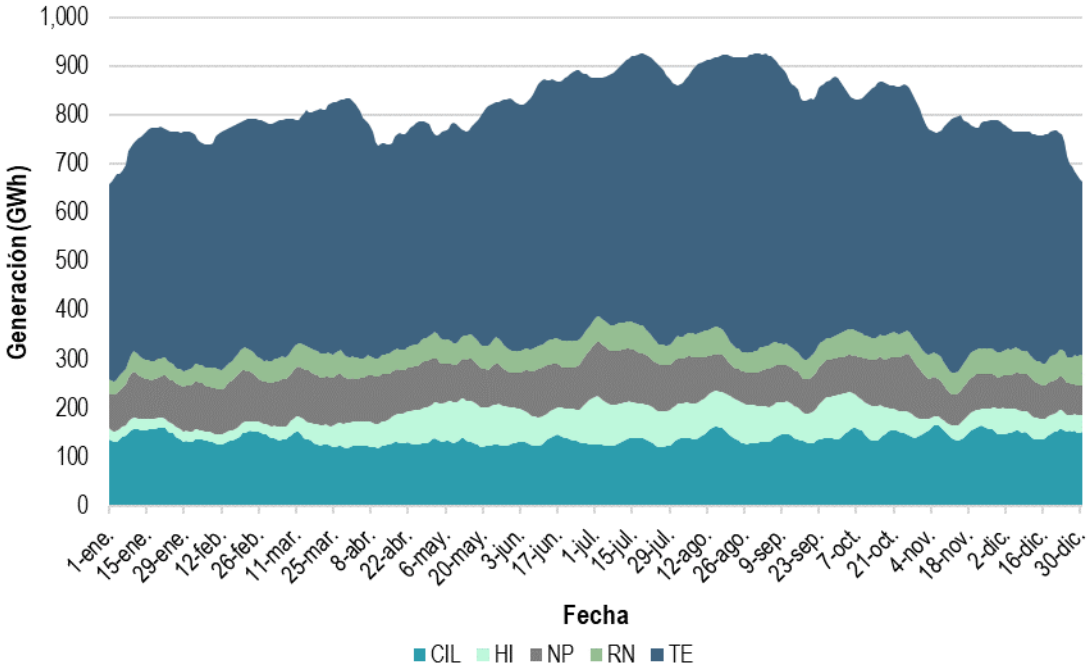
Tabla 120. Generaci¹n mensual por tipo de Oferta de Venta de energ´a en el MDA del SIN, 2020

Mes	Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta de energ´a (%)				
	CIL	HI	NP	RN	TE
Enero	19.6	2.8	11.6	4.7	61.3
Febrero	18.3	2.7	12.4	5.5	61.2
Marzo	16.1	4.8	12.0	5.8	61.2
Abril	16.6	7.9	12.1	5.6	57.8
Mayo	16.2	10.0	9.8	6.1	57.9
Junio	15.2	7.9	10.7	5.8	60.4
Julio	14.6	8.5	11.4	5.6	60.0
Agosto	15.5	8.2	8.3	5.3	62.7
Septiembre	15.8	8.5	8.6	5.2	62.0
Octubre	17.5	6.4	11.5	5.7	58.8
Noviembre	19.6	4.5	8.9	6.4	60.7
Diciembre	20.2	5.4	9.4	7.2	57.9
Total	17.1	6.4	10.5	5.7	60.2

Notas: Promedio mensual. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La participación de la Oferta de Venta TE en la generación total del SIN registrada en 2020 (299,401.9 GWh) disminuyó 6.5 puntos porcentuales con respecto a su participación en la generación total de 2019 (306.310.1 GWh), al descender de 66.8% en 2019 a 58.8 % en 2020. Los factores que contribuyeron a esta disminución fueron: (i) el incremento de la capacidad neta con Oferta de Venta RN en un 33.7 % (de 5,585.0 MW a 7,466.3 MW) y de la capacidad neta con Oferta de Venta CIL en un 1.7 % (de 11,814.0 MW a 12,015.9 MW); y (ii) el aumento de la generación total mensual con tipo de Oferta de Venta HI, la cual creció de 14,799.8 GWh a 19,621.5 GWh de 2019 a 2020.

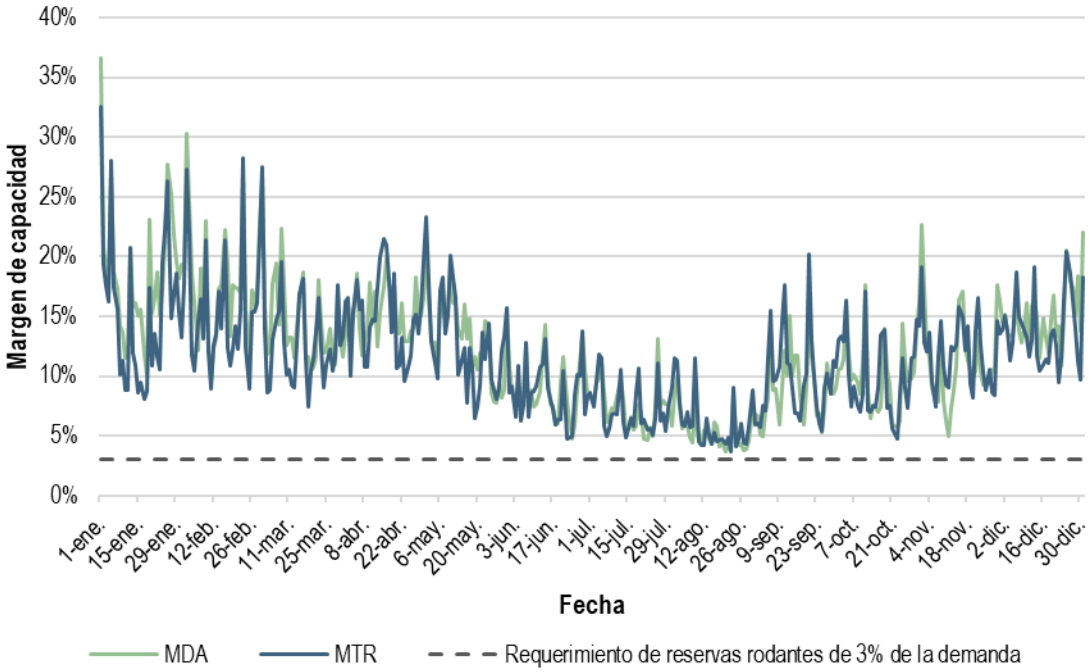
Gr¨fica 214. Generaci¹n diaria por tipo de Oferta de Venta en el MDA del SIN, 2020



Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

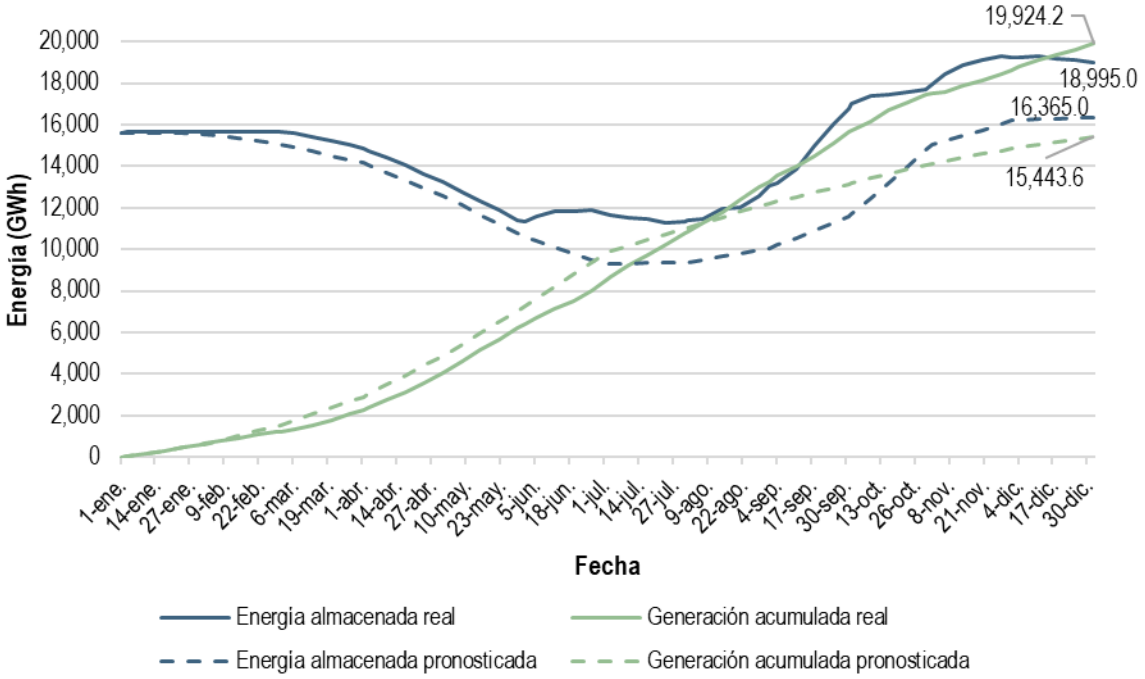
- Se presentó una reducción de 13.1 % de la generación con tipo de Oferta de Venta TE de marzo a abril de 2020, la cual se originó por la caída de 5.0 % de la demanda de energía que ocurrió en esos dos meses tras la implementación de las medidas de confinamiento para contener la pandemia provocada por el virus SARS-CoV-2.

Gr¨fica 215. Margen de capacidad rodante promedio en el MDA y el MTR del SIN, 2020



Notas: Evolución diaria. El margen de capacidad rodante se calcula como la diferencia entre la capacidad máxima ofrecida y la generación de las UCE que se encuentran en línea (sincronizadas y disponibles), dividida entre la demanda. El requerimiento mínimo de RR en el SIN es igual a 3.0 % de la demanda, de acuerdo con el Código de Red. El inciso 2.1.6 del Código de Red establece que, en un estado operativo normal, el requerimiento mínimo de RO en el SIN es 6.0 % de la demanda y, al menos, 50.0 % de este requerimiento debe ser cubierto con RR según el Criterio OP36 del mismo código.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 216. Energ´a hidroel°ctrica almacenada y generaci¹n hidroel°ctrica acumulada en el SIN, 2020

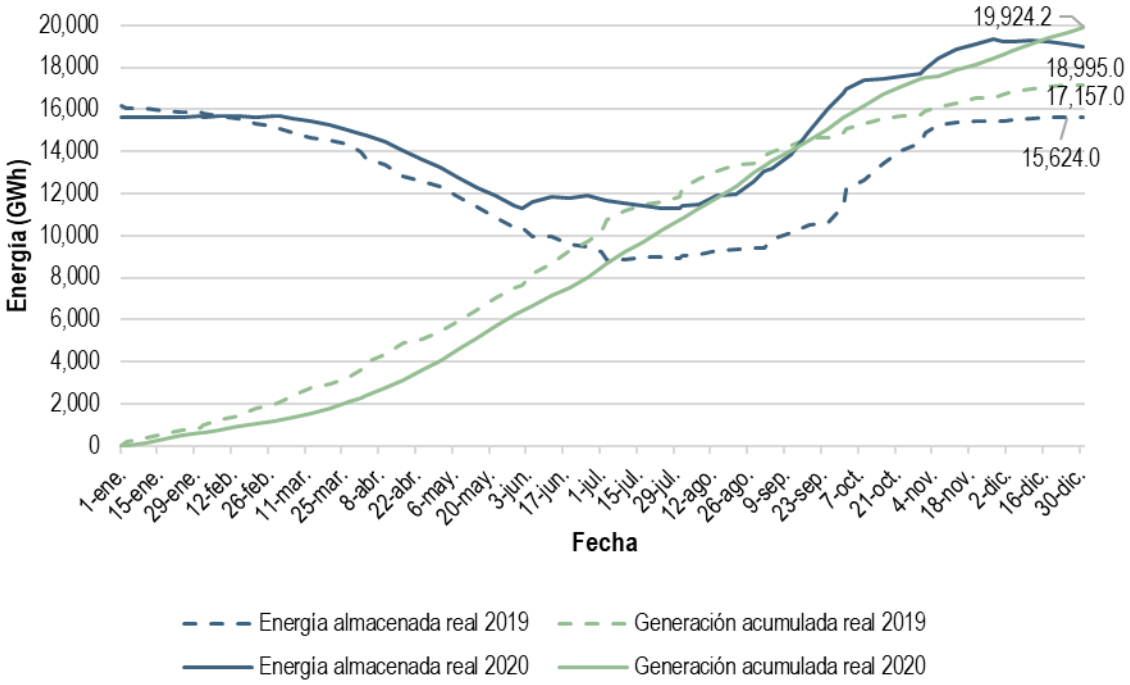


Nota: Curvas guía con datos reales.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Al cierre de 2020, la energía almacenada real de las CE HI excedió a la pronosticada en un 16.1 %, gracias a una temporada más intensa de lluvias en 2020 en comparación con el año anterior.[239] De la misma manera, la generación acumulada real de 2020 fue 29.0 % mayor con respecto a la pronosticada, lo que indica que se previó un escenario menos optimista en cuanto al volumen de escurrimientos y aportaciones pluviales en los embalses.

[239] Se pronosticaron de 15 ciclones en el Atlántico y se contabilizaron 19. Para más información, se puede consultar: *Comisión Nacional del Agua (2020). Pronóstico de Ciclones Tropicales 2020.* Recuperado de: https://smn.conagua.gob.mx/es/ciclones-tropicales/pronostico-ciclones-tropicales-2020 .

Gr¨fica 217. Energ´a hidroel°ctrica almacenada y generaci¹n hidroel°ctrica acumulada en el SIN, 2019 y 2020



Nota: Curvas guía con datos reales.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La energía almacenada real de 2020 superó a la registrada en el 2019 en 21.6 %, así como lo hizo la generación acumulada real en 16.1 %. Esta situación se explica por una temporada más activa de ciclones tropicales y aportaciones pluviales,[240] lo que incrementó el nivel de escurrimientos de los embalses.

Tabla 121. Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta de energ´a en el MDA del BCA, 2020

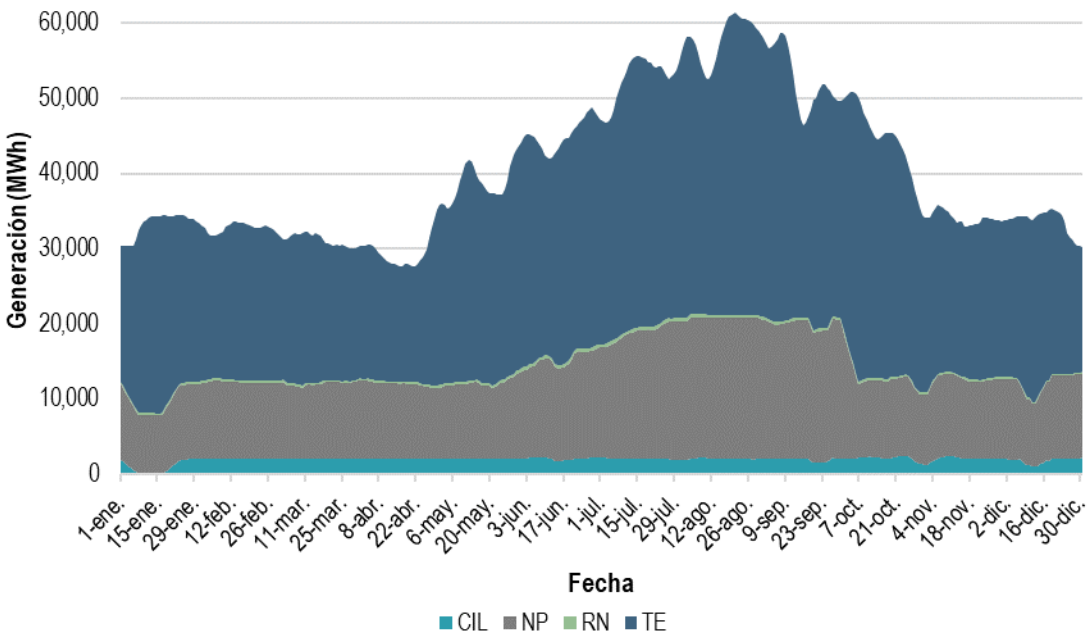
Mes	Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta de energ´a (%)			
	CIL	NP	RN	TE
Enero	3.0	26.5	0.9	69.7
Febrero	6.4	31.2	1.0	61.5
Marzo	6.7	32.3	0.9	60.2
Abril	6.9	32.6	1.1	59.4
Mayo	5.3	26.1	0.9	67.8
Junio	4.6	29.5	1.0	64.9
Julio	3.8	31.9	0.9	63.5
Agosto	3.5	32.4	0.7	63.4
Septiembre	3.8	34.7	0.7	60.8
Octubre	4.7	23.1	0.7	71.5
Noviembre	6.3	31.3	0.8	61.6
Diciembre	5.4	31.1	0.7	62.8
Total	5.0	30.2	0.8	63.9

Notas: Promedio mensual. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[240] Las aportaciones pluviales acumuladas durante 2020 superaron en 8.7 % a aquellas registradas en 2019. *Comisión Nacional del Agua (2020). Resúmenes mensuales de temperatura y lluvias*. Recuperado de: https://smn.cna.gob.mx/es/climatologia/temperaturas-y-lluvias/resumenes-mensuales-de-temperaturas-y-lluvias

- La participación del tipo de Oferta de Venta TE (63.9 %) en la generación total del BCA en el 2020 (14,841.2 GWh) se redujo 2.6 puntos porcentuales con respecto a la participación de este tipo de Oferta de Venta (66.5 %) en la generación total del BCA en el 2019 (14,144.0 GWh). Esta situación se debió, principalmente, por el incremento de la generación con tipo de Oferta de Venta CIL, RN y NP, las cuales aumentaron en 30.4 % (de 546.3 GWh a 712.2 GWh), 14.0 % (de 107.2 GWh a 122.2 GWh) y 11.5 % (de 4,036.7 GWh a 4,499.0 GWh), respectivamente, de 2019 a 2020.

Gr¨fica 218. Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta en el MDA del BCA, 2020



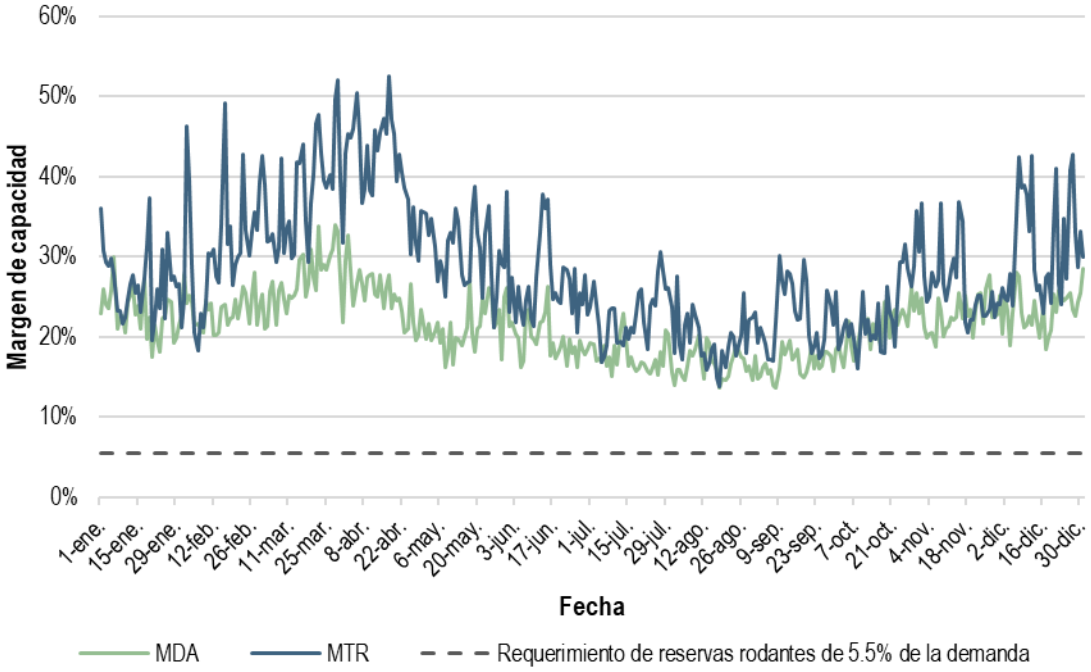
Nota: Promedio móvil de siete días.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La generación con tipo de Oferta de Venta CIL y NP disminuyó del 2 al 16 de enero por la indisponibilidad de 245 MW de capacidad neta del BCA. Esta indisponibilidad aconteció por la salida de dos UCE (CE346-U3 y CE346-U1) para llevar a cabo una inspección del paso caliente.[241]
- De la cuarta semana de octubre (del 19 al 25) a la quinta semana de este mes (del 26 al 31), se redujo la generación con Oferta de Venta TE en 28.5 % (al descender de 202.9 GWh a 145.1 GWh), así como la generación proveniente de las Ofertas de Venta CIL en 61.3 % (al pasar de 172.0 GWh a 66.5 GWh) y de las Ofertas de Venta NP en 27.1 % (al bajar de 741.2 GWh a 540.1 GWh). Lo anterior fue consecuencia de la indisponibilidad de distintas UCE:
    - La generación procedente de las Ofertas de Venta TE fue afectada por la salida recurrente de siete UCE (CE346-U4, CE348-U3, CE348-U4, CE348-U2, CE365-U2, CE365-U3 y CE365-U1) a lo largo de la última semana de octubre. Las causas de estas salidas fueron fallas y derrateos.
    - La generación por parte de las Ofertas de Venta CIL disminuyó por la indisponibilidad de la UCE CE346-U3 (con una capacidad neta de 80.0 MW); mientras que la generación provista por las

[241] La inspección del paso caliente es un tipo de mantenimiento que involucra la revisión de los componentes calientes de las UCE, tal y como es el caso de las calderas.

Ofertas de Venta NP cayó por la indisponibilidad de la UCE CE346-U1 (con una capacidad neta de 165.0 MW) y la salida de nueve UCE adicionales (con una capacidad neta conjunta de 362.5 MW). Estas últimas nueve UCE salieron tras la finalización de los contratos presentados en el Protocolo Correctivo.

Gr¨fica 219. Margen de capacidad rodante promedio en el MDA y el MTR del BCA, 2020



Notas: Evolución diaria. El margen de capacidad rodante se calcula como la diferencia entre la capacidad máxima ofrecida y la generación de las UCE que se encuentran en línea (sincronizadas y disponibles), dividida entre la demanda. El requerimiento mínimo de RR en el BCA es igual a 5.5 % de la demanda, de acuerdo con el Código de Red. El inciso 2.1.6 del Código de Red establece que, en un estado operativo normal, el requerimiento mínimo de RO en el BCA es 11.0 % de la demanda y, al menos, 50.0 % de este requerimiento debe ser cubierto con RR según el Criterio OP36 del mismo código.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

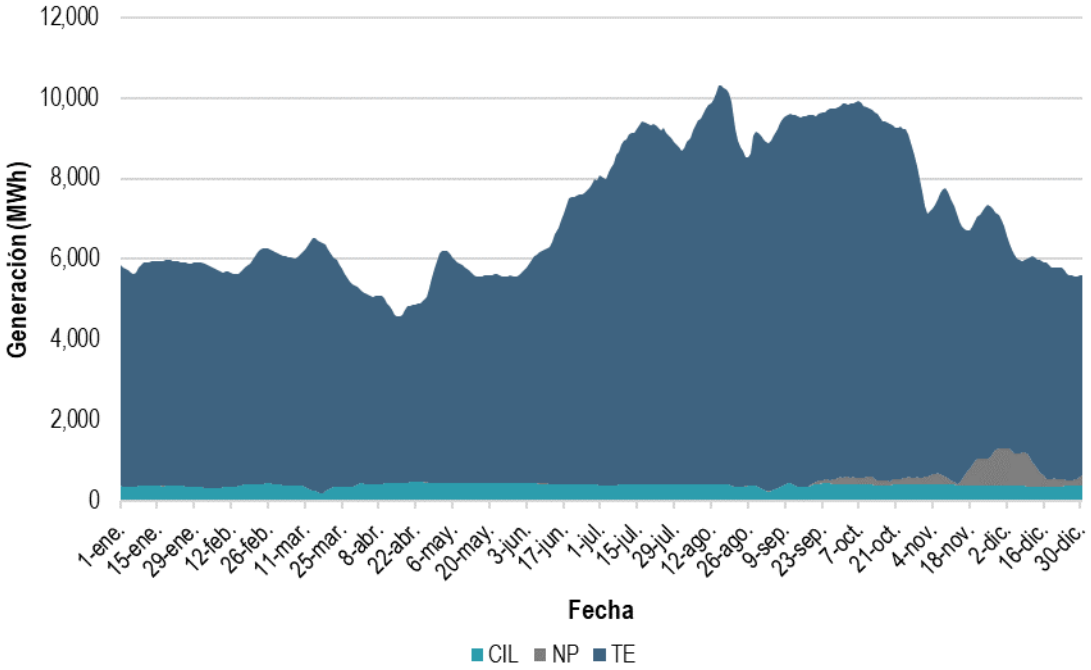
Tabla 122. Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta de energ´a en el MDA del BCS, 2020

Mes	Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta de energ´a (%)		
	CIL	NP	TE
Enero	6.2	0.01	93.8
Febrero	6.4	0.01	93.6
Marzo	5.7	0.02	94.3
Abril	8.6	0.02	91.4
Mayo	7.8	0.03	92.1
Junio	5.8	0.03	94.2
Julio	4.5	0.02	95.5
Agosto	4.0	0.01	95.9
Septiembre	4.0	0.00	95.4
Octubre	4.5	1.60	93.9
Noviembre	5.4	6.80	87.8
Diciembre	6.3	6.80	87.0
Total	5.7	1.32	92.9

Notas: Promedio mensual. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La participación del tipo de Oferta de Venta TE (92.9 %) en la generación total del BCS en el 2020 (2,616.4 GWh) se redujo 2.0 puntos porcentuales con respecto a la participación de este tipo de Oferta de Venta (94.9 %) en la generación total del BCS en el 2019 (2,710.2 GWh). Esta situación se debió, primordialmente, al incremento de la generación con tipo de Oferta de Venta NP (de 0.9 GWh a 33.4 GWh) y CIL (de 134.8 GWh a 143.7 GWh).

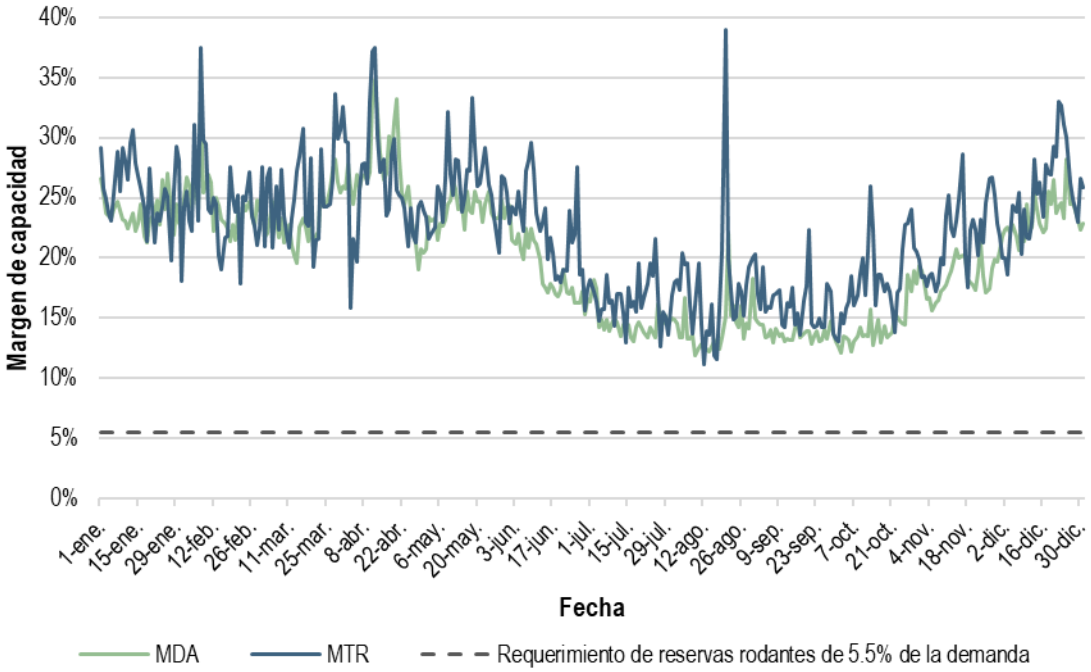
Gr¨fica 220. Generaci¹n por tipo de Oferta de Venta en el MDA del BCS, 2020



Notas: Promedio móvil de siete días. De enero a septiembre de 2020, el promedio diario de la generación proveniente de las Ofertas de Venta NP fue de 7.4 MWh, razón por la cual no se alcanza a percibir en esta gráfica.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- De mayo a junio de 2020, la generación con Oferta de Venta TE incrementó 23.5 % en el BCS por el aumento de 24.9 % de la demanda de energía que aconteció en ese par de meses, debido a la presencia de temperaturas más altas en este sistema (los CDD registrados en el BCS pasaron de 6.0 en mayo a 9.3 en junio).
- A lo largo de la última semana de octubre (del 26 al 31), la generación con tipo de Oferta de Venta TE se contrajo 21.4 % (de 8,674.9 MWh a 6,821.1 MWh) por la salida de la UCE CE029-U3 (con una capacidad neta de 37.0 MW), la cual se debió a una falla.

Gr¨fica 221. Margen de capacidad rodante promedio en el MDA y el MTR del BCS, 2020

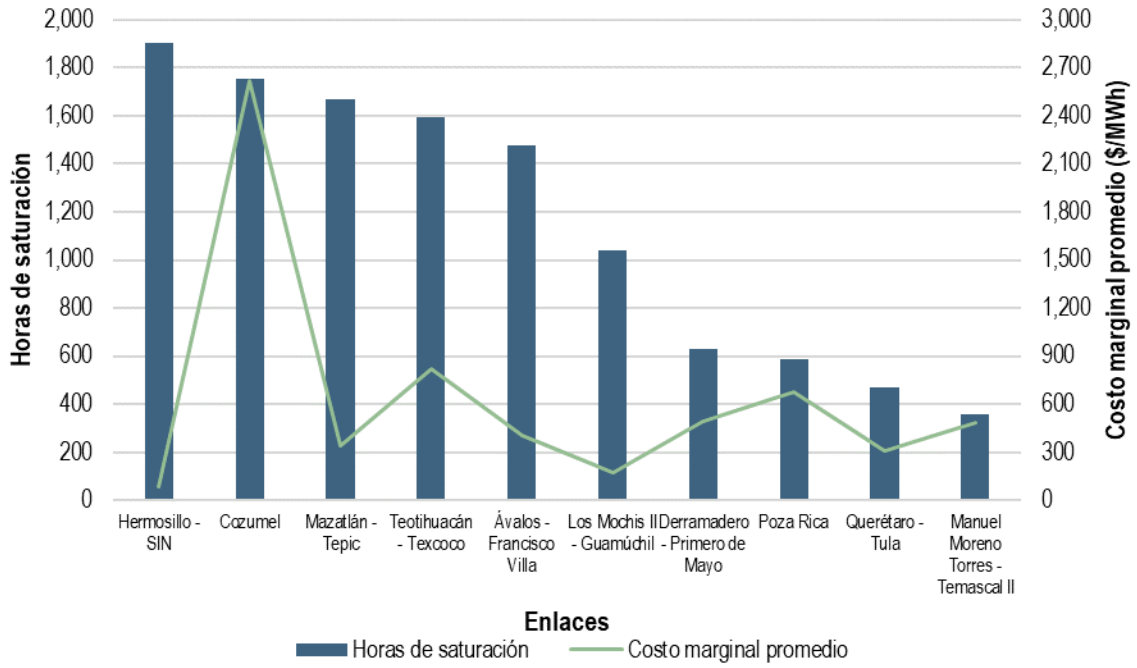


Notas: Evolución diaria. El margen de capacidad rodante se calcula como la diferencia entre la capacidad máxima ofrecida y la generación de las UCE que se encuentran en línea (sincronizadas y disponibles), dividida entre la demanda. El requerimiento mínimo de RR en el BCS es igual a 5.5 % de la demanda, de acuerdo con el Código de Red. El inciso 2.1.6 del Código de Red establece que, en un estado operativo normal, el requerimiento mínimo de RO en el BCS es 11.0 % de la demanda y, al menos, 50.0 % de este requerimiento debe ser cubierto con RR según el Criterio OP36 del mismo código.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La coincidencia de dos factores llevó a que el margen de capacidad rodante del BCS en el MTR llegará a su máximo (39.0%) el 20 de agosto. En esa fecha, el margen de reserva sincronizada promedio diario alcanzó su máximo mensual (2,173.3 MWh), el cual fue 40.1 % superior al promedio diario registrado en el mes (1,550.7 MWh). Asimismo, el 20 de agosto se registró el despacho total diario más bajo del mes (5,870.3 MWh), el cual resultó 36.7 % inferior al promedio diario observado a lo largo de ese mes (9,269.2 MWh).

6.3 INFORMACIÐN SOBRE CONGESTIÐN

Gr¨fica 222. Horas de saturaci¹n y costo marginal promedio en los 10 Enlaces de Interconexi¹n no fronterizos m¨s congestionados en el MDA del SEN, 2020



Notas: Total anual. El costo marginal promedio se calcula como la media de los valores absolutos de las variables duales que corresponden a cada Enlace de Interconexión.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- A lo largo de 2020, se reportaron 22,930 horas-enlace de saturación en el MDA del SIN. El costo marginal promedio de estas horas-enlace de saturación fue $614.6/MWh.
- En el BCA, se registraron 221 horas-enlace de saturación con un costo marginal promedio de $450.4/MWh en el año.
- Las horas-enlace de saturación ascendieron a un total de 48 con un costo marginal promedio de $3,495.0/MWh en el BCS durante 2020.

Tabla 123. Los 10 enlaces de Interconexi¹n con m¨s horas de saturaci¹n y su costo marginal promedio en el MDA del SEN, 2020

No.	Tipo de Enlace de Interconexi¹n	Nombre del Enlace de Interconexi¹n	Clave del Enlace de Interconexi¹n	Horas de saturaci¹n	Costo marginal promedio ($/MWh)
1	Internacional	Tapachula - Los Brillantes	_0-19 ENL THP-LBR	3,382	389.2
2	Doméstico	HER - SIN	_0-22 ENL HER-SIN	1,901	90.2
3	Doméstico	Cozumel	8-12 ENL COZUMEL	1,754	2,617.7
4	Doméstico	Mazatlán - Tepic	_0-7 ENL MZD-TED	1,668	344.7
5	Doméstico	Teotihuacán - Texcoco	_0-21 ENL TTH - TEX	1,592	818.9
6	Doméstico	Ávalos - Francisco Villa	5-8 ENL END+AVL - FVL	1,477	405.6
7	Doméstico	Los Mochis II - Guamúchil	4-14 LMD-GML	1,040	177.5
8	Internacional	Ciudad Industrial - Laredo	6-02 ENL NES CID-LAA USA	664	318.1
9	Doméstico	Derramadero - Primero de Mayo	_0-8 ENL DMD-PMY	630	490.9
10	Doméstico	Poza Rica	_0-6 ENL PRD	585	681.2

Notas: Total anual. El costo marginal promedio se calcula como la media de los valores absolutos de las variables duales que corresponden a cada Enlace de Interconexión.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Ilustraci¹n 22. Localizaci¹n aproximada de los 10 Enlaces de Interconexi¹n con m¨s horas de saturaci¹n en el SEN, 2020

Notas: Este mapa ilustra una localización aproximada de los diez Enlaces de Interconexión con más horas de saturación y el sentido del flujo observado con mayor frecuencia en dichos enlaces en el periodo. La enumeración de los Enlaces de Interconexión que se presentan en este mapa corresponde al orden en que estos Enlaces de Interconexión aparecen en la tabla que le precede.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

6.4 SERVICIOS CONEXOS

Tabla 124. Precios promedio de las reservas en el MDA por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Año	Sistema Interconectado	Precio promedio por tipo de reserva ($/MWh)				
		RREG	RR10	RRS	RNR10	RNRS
2019	SIN	850.1	29.2	9.7	10.2	9.7
	BCA	410.3	382.4	17.9	288.2	17.9
	BCS	379.5	135.0	69.7	134.6	69.7
2020	SIN	327.8	7.4	4.8	5.0	4.8
	BCA	298.0	289.9	62.0	238.5	62.0
	BCS	101.7	90.4	52.6	90.4	52.6

Nota: Promedio anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 125. Precios promedio de las reservas en el MTR por Sistema Interconectado, 2019 y 2020

Año	Sistema Interconectado	Precio promedio por tipo de reserva ($/MWh)				
		RREG	RR10	RRS	RNR10	RNRS
2019	SIN	496.8	18.5	10.6	11.1	10.6
	BCA	291.9	267.7	48.7	185.0	48.7
	BCS	461.5	285.1	178.5	272.2	178.5
2020	SIN	247.6	7.6	5.3	5.5	5.3
	BCA	108.3	58.2	15.7	48.9	15.7
	BCS	327.0	93.6	57.4	93.2	57.4

Nota: Promedio anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

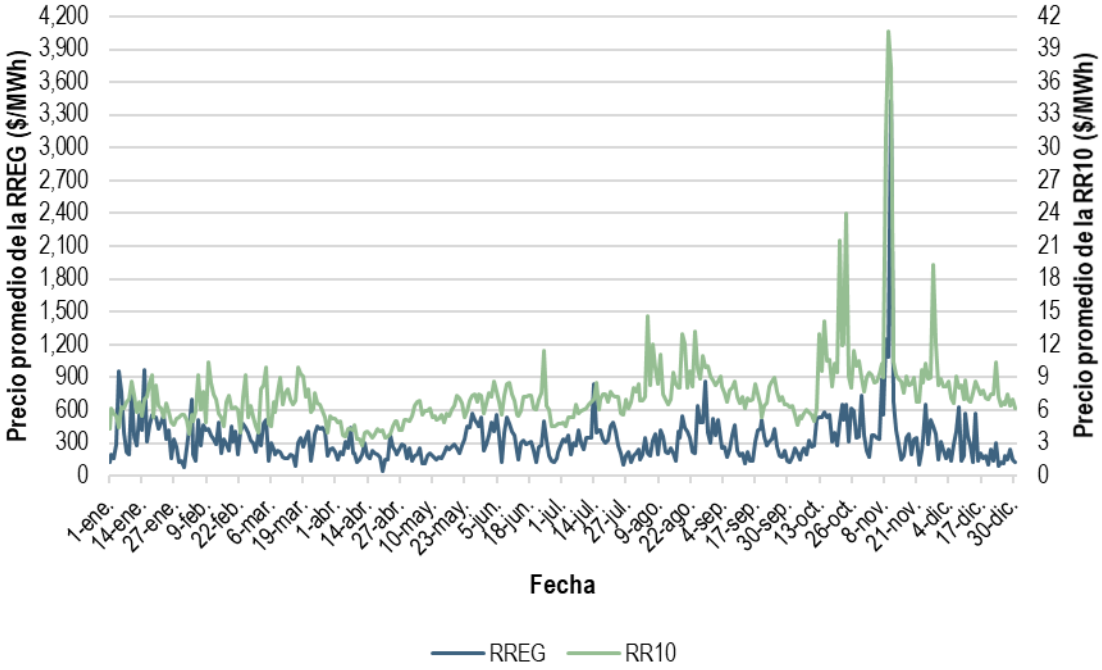
- En 2020, se observó una caída generalizada de los precios promedio de las reservas en los tres Sistemas Interconectados debido a la menor demanda de energía registrada en comparación con el año previo. La menor demanda de energía en 2020, motivada por la disminución de la actividad económica ocasionada por la pandemia COVID-29, permitió que el SEN requiriera menor cantidad de reservas para garantizar su operación confiable
- Los precios de todas las reservas en el MDA del SIN y del BCS disminuyeron de 2019 a 2020 (ver Tabla 124). Los precios de las reservas de SIN y del BCS decrecieron, en promedio, 57.6 % y 37.6 %, respectivamente. En el BCA, únicamente los precios de la RREG, la RR10 y la RNR10 bajaron (-22.9 %, en promedio) de un año a otro, mientras que los precios de la RRS y RNRS aumentaron (246.4 %, en promedio).
- En el MTR, los precios de todas las reservas se contrajeron de 2019 a 2020 en los tres Sistemas Interconectados (ver Tabla 125): -51.9 % en el SIN, -70.0 % en el BCA y -59.6 % en el BCS, en promedio.
- La RREG del BCS fue la reserva con el mayor diferencial entre su precio promedio en el MDA y el MTR durante 2020. El precio promedio de esta reserva en el BCS resultó 221.5 % mayor en el MTR que en el MDA.[242] Esta situación se debió a que los precios de las reservas en el MTR se determinan con base en una

[242] Los requerimientos de las RREG y la RR10 en el MTR Ex–post se calculan con base en la medición de Tiempo Real, las instrucciones de regulación y la precisión mostrada por parte de las UCE que proveyeron este servicio. Esto permite definir de manera correcta este producto, ayuda a no crear una sobre demanda en la simulación ex–post y, por lo tanto, a no incrementar los precios de las reservas en el MTR. De esta forma, los precios de la RREG y de la RR10 en el MTR suelen ser menores que los precios observados en el MDA, como ocurrió en el SIN y el BCA. Esta es una de las reglas de ejecución del MTR Ex – post que

simulación ex-post, cuyo software impide reasignar de forma óptima a UCE distintas a las que operaron en Tiempo Real, lo cual incrementa los Costos de Oportunidad de la RREG en el MTR.[243]

- La menor brecha de precios promedio de las reservas entre ambos procesos de mercado también tuvo lugar en el BCS, donde el precio promedio de la RNR10 en el MTR excedió en 3.1 % al registrado en el MDA.

Gr¨fica 223. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del SIN, 2020

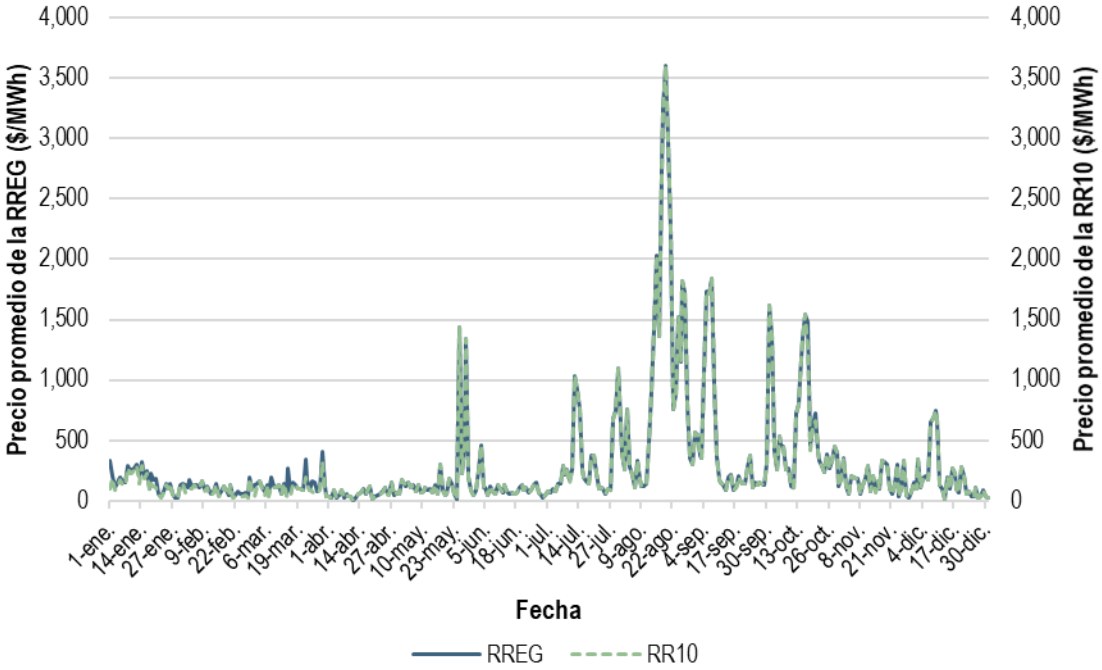


Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

implementa el CENACE (para más información, consultar el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, sección 3.5). Esta situación no aconteció en el BCS, sistema en el que hay sustitución de reservas (cubrir la RR10 y la RO con RREG) en el MDA, pero no en el MTR. No se implementa la sustitución de reservas en el MTR del BCS puesto que los costos de oportunidad de las reservas en este proceso de mercado suelen ser mayores que los registrados en el MDA dentro de este sistema. El que no se puedan sustituir las reservas origina precios altos de la RREG y la RR10 en el MTR, lo que abre la brecha con respecto a los precios observados en el MDA.

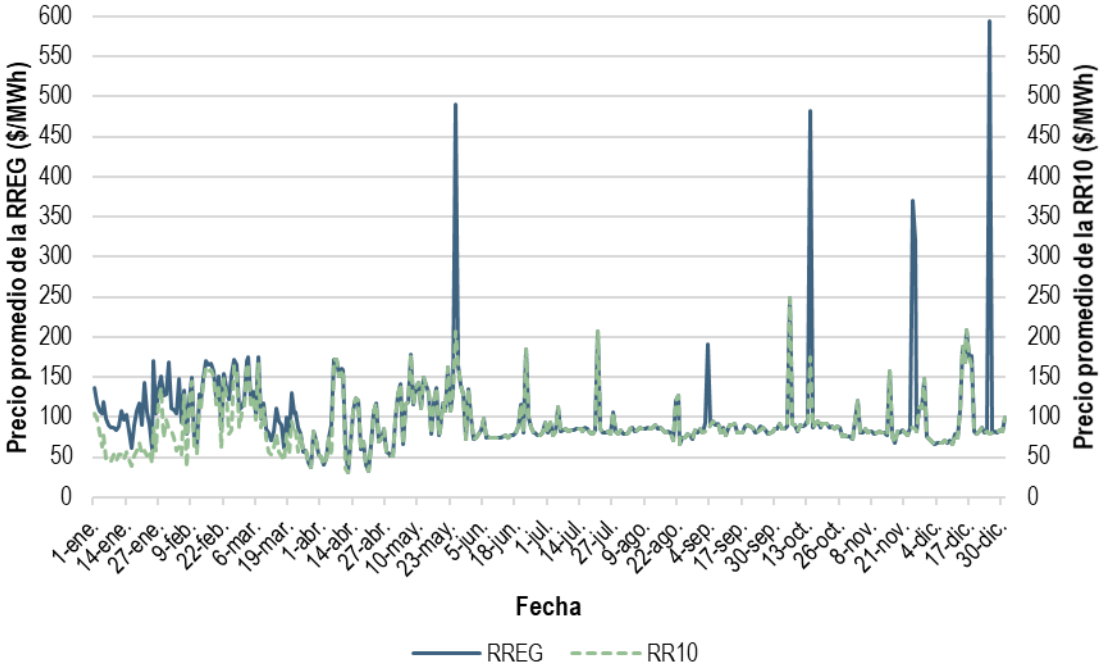
[243] Para más información, se puede consultar la sección "2.3.2 Eventos Relevantes del BCS" de este reporte.

Gr¨fica 224. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del BCA, 2020



Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 225. Precio promedio diario de la RREG y la RR10 en el MDA del BCS, 2020

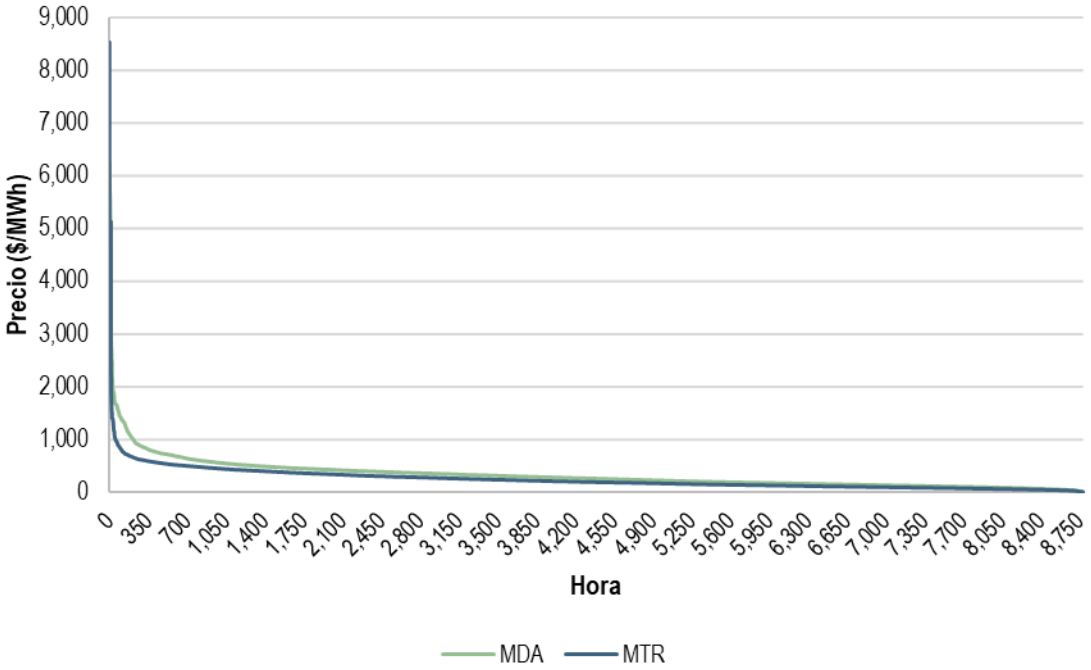


Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El precio promedio diario más alto que alcanzó la RREG en el SIN en 2020 fue $3,435.8/MWh y se registró el 11 de noviembre, día en que se asignó generación HI como RREG. Esta situación encareció el precio de este Servicio Conexo debido al Costo de Oportunidad propio del recurso hídrico (ver Gráfica 223).
- El precio promedio de la RR10 en el SIN a lo largo de 2020 fue $7.4/MWh. El precio de esta reserva llegó a su máximo del año ($40.7/MWh) el martes 10 de noviembre de 2020 por el aumento de la demanda de energía (la cual subió 4.9 % con respecto al martes previo) y a la reducción de la Oferta de Venta sin precio más renovable (la cual decreció 22.3 % con la relación a lo observado una semana antes).
- Los precios de la RREG y la RR10 en el BCA fueron muy similares a partir del 31 de marzo de 2020, se volvieron idénticos a partir de mayo y se mantuvieron así hasta el cierre del año (ver Gráfica 224). Esta situación tuvo lugar porque se usó RREG para cubrir los requerimientos de la RR10. Lo anterior acontece cuando los costos de oportunidad de la RREG son bajos, lo que permite emplear reservas de mayor calidad para cubrir requerimientos de reservas de menor calidad.
- El precio promedio diario de la RREG en el BCA llegó a su máximo anual ($3,602.0/MWh) el 19 agosto, misma fecha en que se registró el PML promedio diario más elevado de este sistema ($5,125.2/MWh) como consecuencia de la Ofertas de importación que marginaron ese día con precios de hasta $10,060.0/MWh.
- El comportamiento de los precios de la RREG y la RR10 en el BCS fue muy similar desde marzo de 2020. Incluso, los precios de ambas reservas resultaron iguales partir del 26 de mayo y siguieron así hasta diciembre (con pocas excepciones, ver Gráfica 225). Como en el caso del BCA, esta condición se debió a que en el BCS también se empleó a la RREG para satisfacer los requerimientos de la RR10 gracias a los bajos costos de oportunidad de la RREG en el MDA.[244]
- El precio promedio máximo de la RREG en BCS en 2020 fue $593.7/MWh y se registró el 25 de diciembre (ver Gráfica 225), día en que el 30.7 % de la capacidad térmica de este sistema estuvo indisponible.

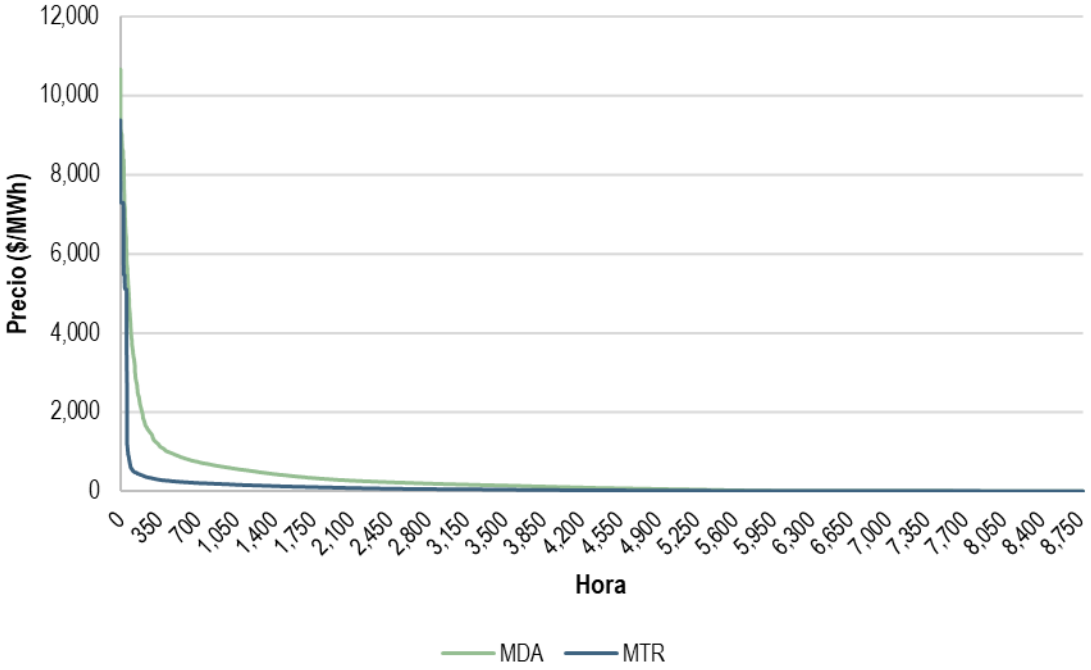
[244] Para más información, se puede consultar la sección 2.3.2.

Gr¨fica 226. Curva de duraci¹n de precios de la RREG en el MDA y el MTR del SIN, 2020



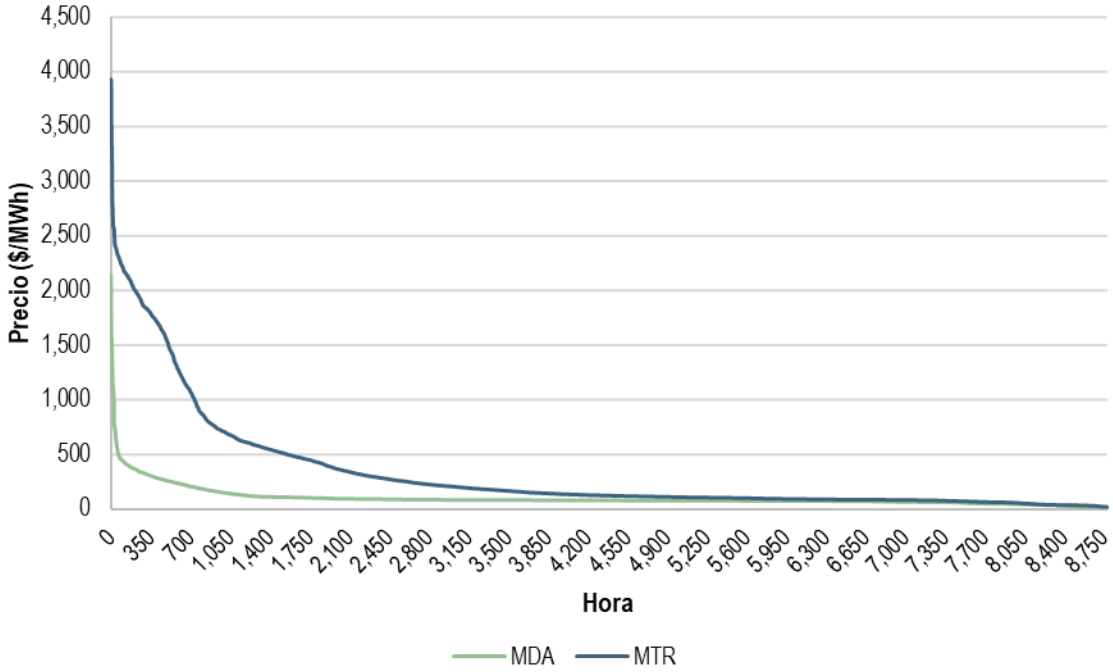
Nota: La curva de duración presenta los precios de las reservas, ordenados de mayor a menor, en el intervalo de horas comprendidas durante todo el año 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 227. Curva de duraci¹n de precios de la RREG en el MDA y el MTR del BCA, 2020



Nota: La curva de duración presenta los precios de las reservas, ordenados de mayor a menor, en el intervalo de horas comprendidas durante todo el año 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 228. Curva de duraci¹n de precios de la RREG en el MDA y el MTR del BCS, 2020



Nota: La curva de duración presenta los precios de las reservas, ordenados de mayor a menor, en el intervalo de horas comprendidas durante todo el año 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- En 2020, la brecha promedio entre los precios horarios de la RREG en el MDA y el MTR del SIN fue 24.8 %, con precios más elevados en el MDA que en el MTR (ver Gráfica 226).[245]
    - El precio horario máximo de la RREG en el MTR del SIN fue $8,532/MWh y se registró el 28 de diciembre, fecha en que aconteció un corte de energía que afectó 8,696.0 MW de carga (27.4 % de la demanda total que se tenía al momento en este sistema). Esta situación puso en riesgo la Confiabilidad del Sistema y, como consecuencia, incrementó el precio de los Servicios Conexos.
- El diferencial promedio entre los precios horarios de la RREG en el MDA y el MTR del BCA fue 45.6 %, con precios más altos en el primer proceso de mercado en comparación con el segundo (ver Gráfica 227).
    - El mayor precio horario de la RREG en el MDA del BCA fue $10,664.9/MWh y tuvo lugar el 18 de agosto, día en que se registró el segundo PML más alto de 2020 ($4,736.6/MWh) a consecuencia de una demanda de energía de 62,598.9 MWh (la tercera más alta en el año)[246] y al marginar Ofertas de importación en 10 horas con un precio de hasta $10,060.0/MWh.
- El BCS fue el único sistema en el que el precio de la RREG en el MTR excedió al observado en el MDA a lo largo de 2020 (ver Gráfica 228). La brecha promedio entre los precios horarios de este tipo de reserva en

[245] La brecha entre los precios en ambos procesos de mercado es un efecto de la Regla 4 del MTR Ex – post y el tamaño del sistema. Los sistemas más pequeños exhiben mayores costos de oportunidad de la RREG en el MTR Ex-post. Para más información sobre Regla 4 del MTR Ex-post, consultar el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, sección 3.5.

[246] Las dos demandas diarias de energía más altas registradas en el BCA a lo largo de 2020 fueron 63,032.3 MWh el jueves 20 de agosto y 63,007.8 MWh el miércoles 19 de agosto.

ambos procesos de mercado fue de 142.4 %. Los precios de la RREG en el MTR fueron mayores que los precios del MDA por la falta de reasignación de UCE en el MTR Ex – post.[247]

- El precio horario máximo de la RREG en el MTR del BCS se registró el 30 de julio ($3,930.1/MWh), cuando el PML de este sistema subió a $3,009.2/MWh por un incremento de 80.4 % de la generación TG con diésel.

6.5 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

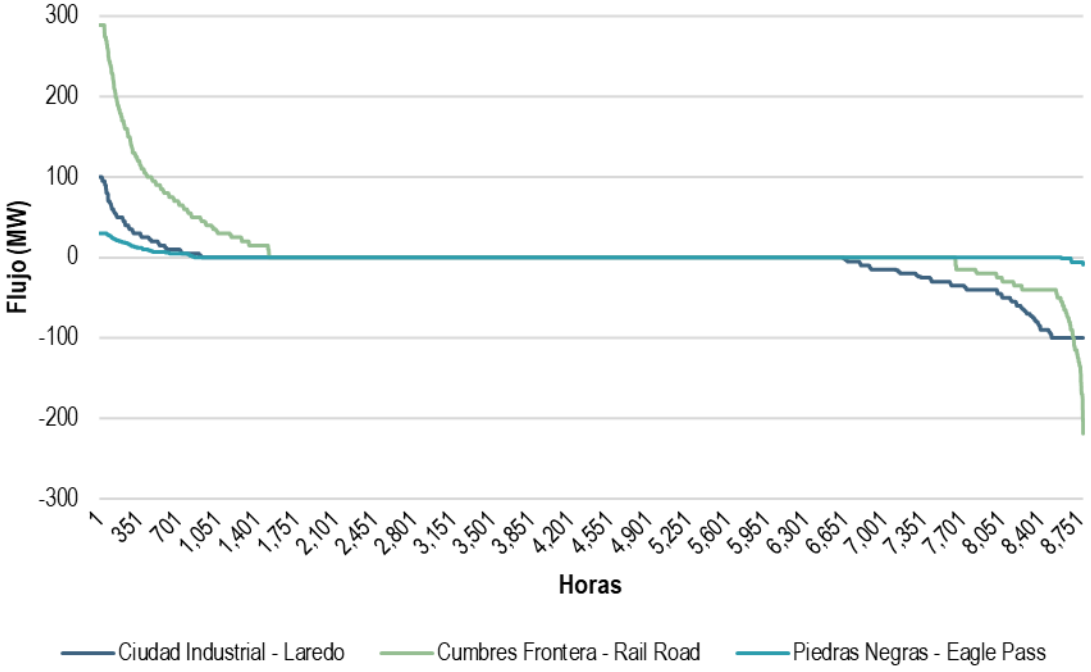
Tabla 126. Porcentaje de horas de importaciones y exportaciones de energ´a por Enlace de Interconexi¹n internacional, 2020

Tipo de transacci¹n	SIN ò ERCOT			BCA ò CAISO		SIN ò Guatemala
	Ciudad Industrial ò Laredo (%)	Cumbres Frontera ò Rail Road (%)	Piedras Negras - Eagle Pass (%)	Tijuana - Otay Mesa (%)	La Rosita - Imperial Valley (%)	Tapachula - Los Brillantes (%)
Importación eficiente	22.3	11.6	0.1	19.9	24.4	0.3
Importación ineficiente	2.0	1.4	2.1	4.0	3.0	0.0
Sin flujos	65.2	69.8	88.1	45.4	40.4	0.5
Exportación ineficiente	1.8	1.5	0.8	0.9	1.1	32.6
Exportación eficiente	8.7	15.7	8.9	29.7	31.2	66.6

Notas: Los tipos de transacciones se definen de la siguiente manera: “importación eficiente” cuando el precio local de la energía es mayor que el precio extranjero, “importación ineficiente” cuando el precio local de la energía es menor que el precio extranjero, “exportación eficiente” cuando el precio local de la energía es menor que el precio extranjero y “exportación ineficiente” cuando el precio local de la energía es mayor que el precio extranjero. La clasificación “Sin flujos” corresponde al porcentaje de horas donde no hubo transacciones internacionales. Se excluye el Enlace de Interconexión de Península – Belice debido a que, aun cuando se cuenta con datos sobre los flujos, no se dispone de los datos sobre los precios en el enlace de Belice, razón por la que las transacciones de este enlace no se pueden clasificar como eficientes o ineficientes. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

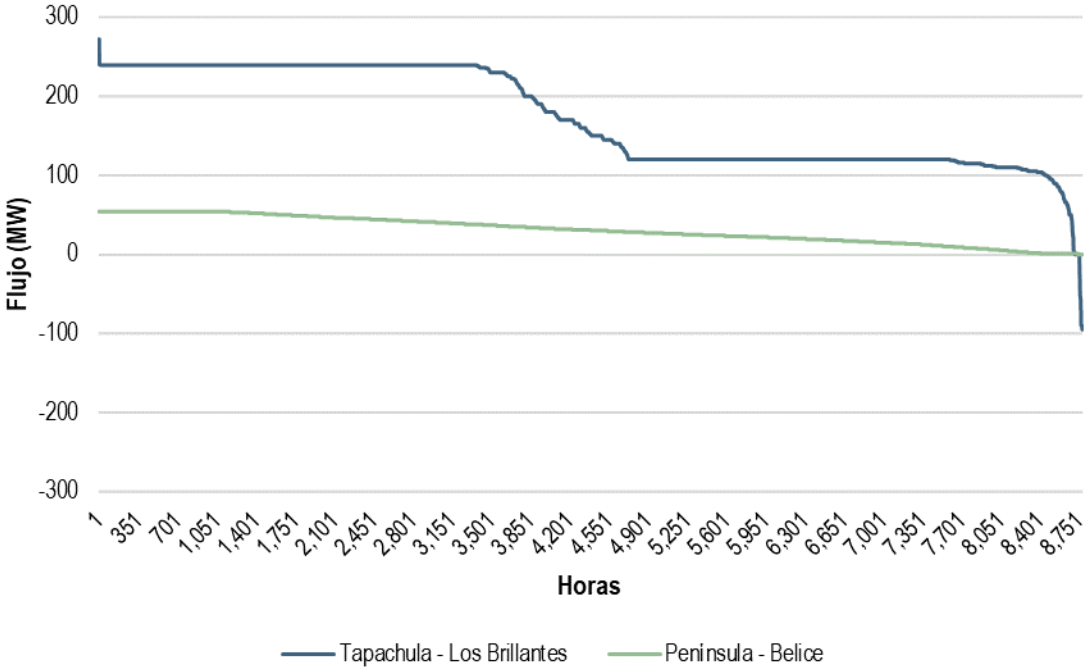
[247] En la sección 2.3.2.1 se analiza a detalle la diferencia de precios de la RREG en el MDA y el MTR del BCS. La brecha entre los precios de ambos procesos de mercado es un efecto de la Regla 4 del MTR Ex – post y del tamaño del sistema, pues los sistemas pequeños muestran mayores costos de oportunidad de la RREG en el MTR Ex-post. Para más información sobre Regla 4 del MTR Ex-post, consultar la sección 3.6.

Gr¨fica 229. Curva de duraci¹n de flujos internacionales de energ´a en los Enlaces de Interconexi¹n del SIN con ERCOT, 2020



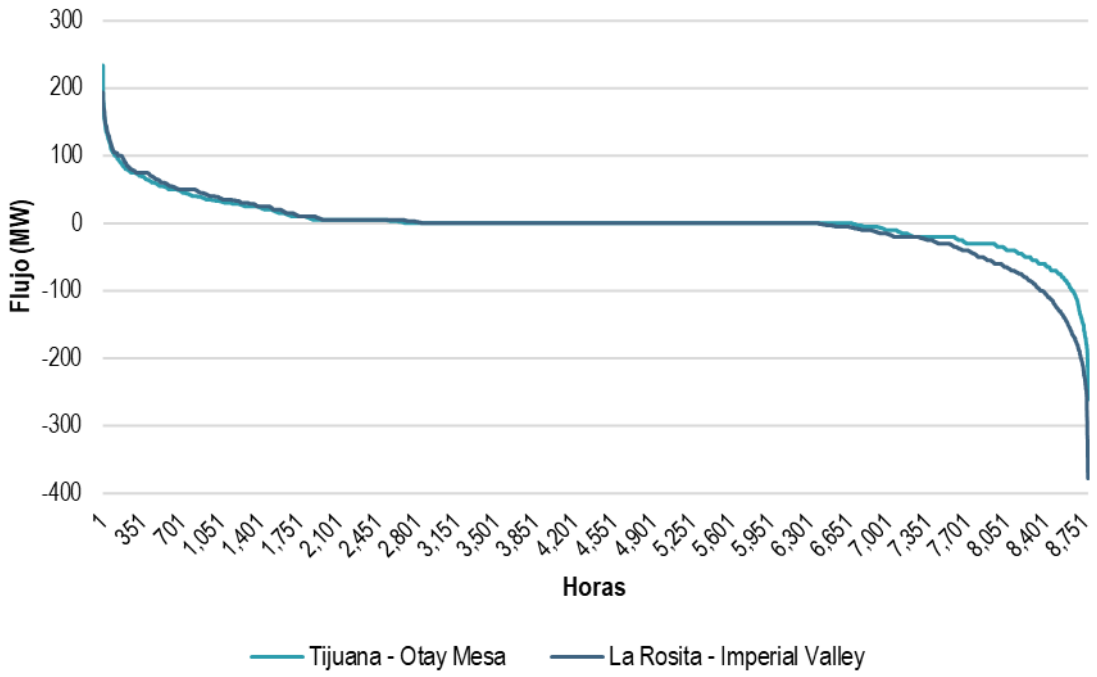
Nota: Los flujos positivos significan exportaciones y los flujos negativos representan importaciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 230. Curva de duraci¹n de flujos internacionales de energ´a en los Enlaces de Interconexi¹n del SIN con Guatemala y Belice, 2020



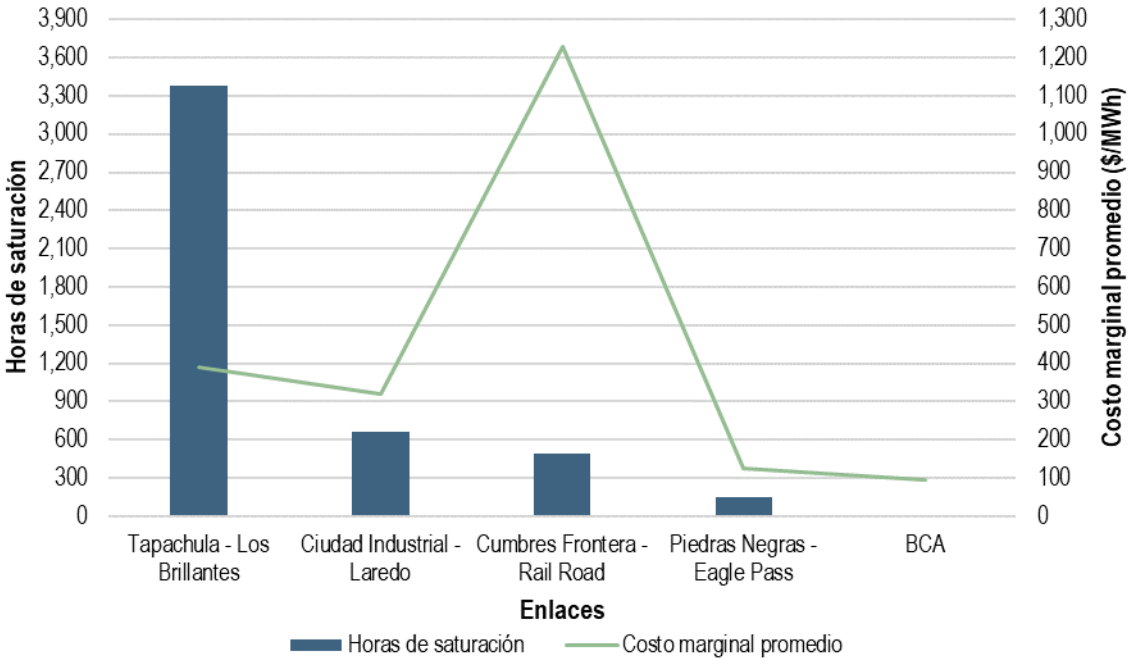
Nota: Los flujos positivos significan exportaciones y los flujos negativos representan importaciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 231. Curva de duraci¹n de flujos internacionales de energ´a en los Enlaces de Interconexi¹n del BCA con el CAISO, 2020



Nota: Los flujos positivos significan exportaciones y los flujos negativos representan importaciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos de NRGStream.

Gr¨fica 232. Horas de saturaci¹n y costo marginal promedio de los Enlaces de Interconexi¹n internacionales en el MDA del SEN, 2020



Notas: Total anual. El costo marginal promedio se calcula como la media de los valores absolutos de las variables duales que corresponden a cada Enlace de Interconexión. El enlace BCA (Path 45) engloba los Enlaces de Interconexión Tijuana – Otay Mesa y La Rosita – Imperial Valley; este enlace se saturó cinco horas con un costo marginal promedio de $94.8/MWh en 2020. No se registró saturación en el Enlace de Interconexión internacional Península – Belice durante el año 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

6.5.1 ERRORES DE ASIGNACIÐN DE IMPORTACIÐN Y EXPORTACIÐN

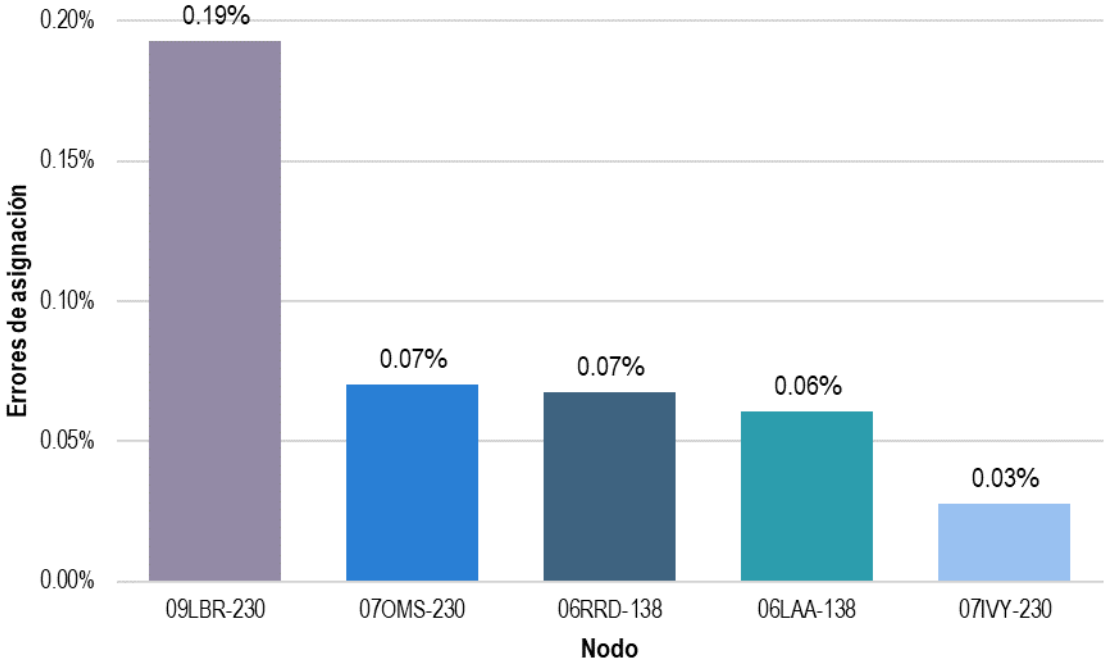
La aplicación del Manual de Importaciones y Exportaciones define las reglas de asignación de transacciones internacionales con base en el precio de las Ofertas de los PM. El PML resultante en el nodo debe reflejar cuales Ofertas son asignadas, ya que las Ofertas de los PM con un precio menor que el PML del nodo deben garantizar una asignación eficiente. No obstante, lo anterior no siempre se cumple debido a que, por un lado, existe un mismo precio para importaciones y exportaciones; por el otro, el Manual de Importaciones y Exportaciones no permite que se haga un neteo entre las Ofertas de importación y las Ofertas de exportación.[248] La combinación de estas dos características es una de las causas de los errores de asignación que se han identificado.

Los errores de asignación de importaciones y exportaciones se clasifican en dos tipos:

- Falso positivo: se refiere a los segmentos de las Ofertas de importación que se asignaron, pero que no debieron ser asignados debido a que el precio de su Oferta fue más alto que el PML.
- Falso negativo: se refiere a los segmentos de las Ofertas de importación que no se asignaron, pero que debieron ser asignados puesto que su precio de Oferta fue más bajo que el PML.

[248] El neteo consiste en el cálculo del flujo en el enlace previo al contraste con los límites de transmisión, de tal forma que la capacidad del enlace se utilice de forma eficiente, mediante la asignación de Ofertas de importación y exportación cuyos flujos se compensen y, así no se sature el enlace y se llegue a solución con precios más eficientes. Para más información, consultar la sección 4.5.3.2 del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.

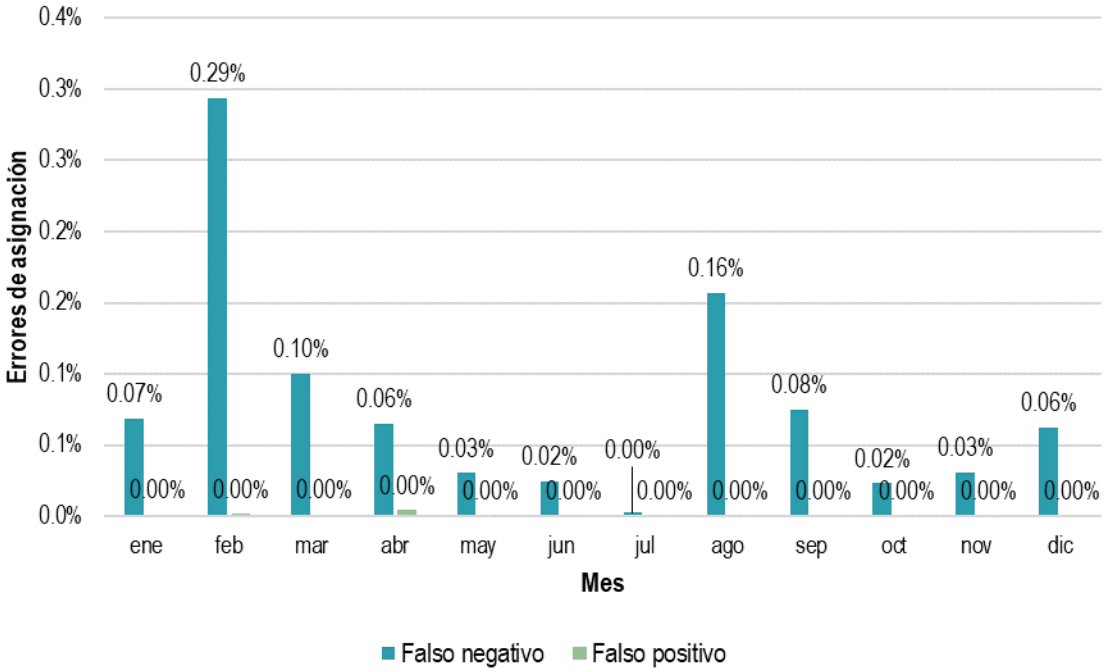
Gr¨fica 233. Errores de asignaci¹n en las Ofertas de importaci¹n tipo falso negativo por nodo de importaci¹n, 2020



Notas: Distribución porcentual anual. Se excluyeron las Ofertas de importación no asignadas con precio igual al PML, ya que es probable que estas Ofertas fueran marginales y, por lo tanto, no representaran errores de asignación. Los errores de asignación tipo falso negativo en los nodos 07OMS-230 y 06RRD-138 ascendieron a 0.070 % y 0.067 %, respectivamente. El nodo de importación 06EAP-138 no reportó este tipo de errores de asignación, mientras que en el nodo 08BEL-115 no se registraron importaciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- A lo largo de 2020, se registraron errores tipo falso positivo únicamente en los nodos 07OMS-230 y 06LAA-138, los cuales ascendieron a 0.004 % y 0.001 %, respectivamente.

Gr¨fica 234. Errores de asignaci¹n en las Ofertas de importaci¹n por mes, 2020



Notas: Evolución mensual. Se excluyeron las Ofertas de importación no asignadas con precio igual al PML, ya que es probable que estas Ofertas fueran marginales y, por lo tanto, no representaran errores de asignación. En julio de 2020, los errores falso negativo sumaron 0.003 %. Los errores de asignación tipo falso positivo resultaron 0.002 % en los dos primeros meses de 2020, mientras que en marzo y abril ascendieron a 0.001 % y 0.004 %, respectivamente. No se registraron errores falso positivo de mayo a diciembre de 2020. No se presentan datos del nodo 08BEL-115 puesto que no se registraron importaciones en este nodo.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

6.5.2 ČNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN PARA LAS TRANSACCIONES DE IMPORTACIÐN

El objetivo de este apartado es presentar el IHH[249] para cada uno de los nodos donde se importó energía. Este análisis provee un panorama dinámico de la forma en la que ha evolucionado la concentración de los mercados de importación de energía. La temporalidad que se utilizó para la estimación del IHH abarcó todo el año 2020.

Los nodos virtuales para las transacciones internacionales contemplados en este análisis son los siguientes. En el BCA, Otay Mesa (OMS) e Imperial Valley (IVY). En el SIN, Eagle Pass (EAP), Laredo (LAA) y Rail Road (RRD), localizados en la GCR NES, así como Los Brillantes (LBR), ubicado en la GCR ORI.

Se calcularon dos tipos IHH para cada nodo. Uno que tomó en cuenta las asignaciones de energía hechas por el CENACE a cada PM (IHH de asignaciones) y el otro que consideró la sumatoria de los valores de las Ofertas de los segmentos de cada PM[250] (IHH de las Ofertas). El cálculo de los dos IHH se complementan, ya que el IHH de las asignaciones por sí solo no necesariamente sería un indicador fiable para medir la concentración en los mercados, pues en caso de que existiera un sólo PM más eficiente (o que constantemente asumiera mayor riesgo en sus importaciones), entonces podría resultar un IHH alto, pero no necesariamente indicaría falta de competencia, sino que

[249] Los rangos del IHH indican el nivel de concentración del mercado. Valores de 0 a 2,000 son muestra de que existe una baja concentración; de 2,001 a 4,000 expresan una concentración media y los valores de 4,001 y hasta 10,000 representan una clara señal de una alta concentración. Se pueden consultar mayores detalles al respecto en sitio web del DOF el documento *CRITERIOS Técnicos para el cálculo y aplicación de un Índice Cuantitativo para medir la Concentración del Mercado.* Recuperado de: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5392185&fecha=14/05/2015.

[250] Cada PM presenta sus respectivas Ofertas en tres segmentos incrementales, tal y como lo indica el Manual de Importaciones y Exportaciones, numeral 6.4.2.

la asignación frecuente de dicho PM podría señalar alta eficiencia o que constantemente asume mayor riesgo en sus importaciones.

Tabla 127. Índice de Herfindahl-Hirschman de las Ofertas de los nodos de importación, 2020

Horas	BCA		SIN			
	OMS	IVY	LBR	EAP	LAA	RRD
1	5,495	4,667	4,821	7,392	3,309	3,665
2	5,412	4,725	4,808	7,392	3,349	3,664
3	5,425	4,771	4,815	7,343	3,450	3,637
4	5,553	4,832	4,838	7,593	3,532	3,637
5	5,619	4,864	4,856	7,641	3,593	3,764
6	5,793	4,917	4,843	8,588	3,867	4,220
7	5,793	4,944	4,765	10,000	5,279	5,731
8	5,875	4,884	4,756	10,000	5,343	5,894
9	5,138	4,350	4,750	10,000	5,584	5,907
10	4,301	3,771	4,728	9,114	5,567	6,160
11	3,820	3,454	4,711	7,455	5,559	6,349
12	3,723	3,348	4,710	7,391	5,378	6,267
13	3,669	3,323	4,712	7,328	5,579	5,871
14	3,666	3,319	4,704	7,411	5,407	5,686
15	3,858	3,426	4,698	7,411	5,428	5,682
16	4,310	3,776	4,694	7,348	5,512	5,765
17	4,489	4,059	4,690	7,348	5,639	5,857
18	5,006	4,488	4,679	9,939	6,393	7,043
19	5,293	4,862	4,990	9,939	6,301	7,139
20	5,087	4,528	5,020	9,939	5,633	5,938
21	4,568	4,230	5,007	8,232	4,215	4,396
22	4,575	4,096	5,007	6,891	3,668	3,943
23	4,616	4,162	4,693	6,891	3,452	3,790
24	4,575	4,143	4,749	6,891	3,558	3,828

Notas: Promedio horario del año. Se utiliza el rango de colores para indicar visualmente el comportamiento del índice. Comienza con el color verde claro para el 0 hasta el color rojo para valores de 7,000 en adelante. La gama de colores utilizada se muestra como un semáforo, es decir que, al modificarse los valores, también lo hacen las tonalidades.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Las Ofertas de los nodos de importación en el SIN presentaron un mayor nivel de concentración en comparación con los nodos del BCA de la hora 7 a la 20. Los nodos de importación del BCA presentaron valores de concentración media y alta en las primeras ocho horas del día. En el caso del SIN, el nodo de importación EAP mantuvo una concentración alta a lo largo de las 24 horas del día.

Tabla 128. Índice de Herfindahl-Hirschman de las asignaciones de los nodos de importación, 2020

Horas	BCA			SIN		
	OMS	IVY	LBR	EAP	LAA	RRD
1	9,399	8,957	8,588		6,054	6,321
2	9,906	9,205	8,656		6,260	6,578
3	10,000	9,447	8,987		6,328	6,795
4	9,705	9,519	9,118		6,361	6,657
5	10,000	9,753	9,173		6,495	6,912
6	10,000	10,000	9,394		6,824	7,159
7	10,000	9,543	9,612		7,175	7,071
8	10,000	9,844	9,809		7,206	7,261
9	9,281	8,704	9,522		8,025	7,462
10	8,545	8,276	9,252		7,816	8,173
11	8,304	7,549	9,037		7,597	6,960
12	7,745	7,202	9,198		7,587	8,210
13	7,575	7,010	9,061		7,513	7,878
14	7,639	7,012	9,194		8,115	8,496
15	7,427	6,783	9,058		8,391	9,114
16	7,690	6,574	9,107		8,110	8,236
17	7,856	7,135	8,826		7,851	8,684
18	8,405	7,396	8,680		7,539	8,283
19	8,244	7,414	9,480		7,551	7,875
20	7,688	7,499	9,625		7,466	8,054
21	7,678	7,215	9,548	10,000	6,519	7,816
22	7,843	7,160	9,617	10,000	6,447	6,882
23	8,385	7,811	8,065	10,000	6,456	6,419
24	9,691	8,958	8,077	10,000	6,583	6,440

Notas: Promedio horario del año. Se utiliza el rango de colores para indicar visualmente el comportamiento del índice. Comienza con el color verde claro para el 0 hasta el color rojo para valores de 7,000 en adelante. La gama de colores utilizada se muestra como un semáforo, es decir que, al modificarse los valores, también lo hacen las tonalidades. Los campos vacíos en la tabla indican las horas en que los nodos no presentaron asignaciones de importación o las horas del día en las cuales el número de asignaciones de importación en el año fue tan bajo que no se pudo correr el algoritmo para obtener el IHH.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Los resultados del IHH mostraron que el nivel de concentración de las asignaciones fue mayor que el de las ofertas de importación. En contraste con el nivel de concentración de las Ofertas, las asignaciones en los nodos de importación se mantuvieron en el rango de alta concentración, particularmente en el BCA, donde tuvieron lugar los valores más altos del IHH.

6.6 Diferencia entre el MDA y el MTR

Actualmente los modelos de optimización del MTR operan sólo para el despacho y asignación de las UCE, sin el cálculo de precios en Tiempo Real. De acuerdo con lo anterior, los PML del MTR dependen de una simulación ex-post de las condiciones ocurridas en Tiempo Real.

Los factores principales que influyen en el diferencial de precios entre el MDA y el MTR Ex-post son: (i) las variaciones de la energía base; (ii) el diferencial entre la demanda pronosticada en el MDA y la acontecida en Tiempo Real; (iii) la variación de la capacidad ofertada entre ambos procesos de mercado; y (iv) el cambio de los requerimientos de reservas.

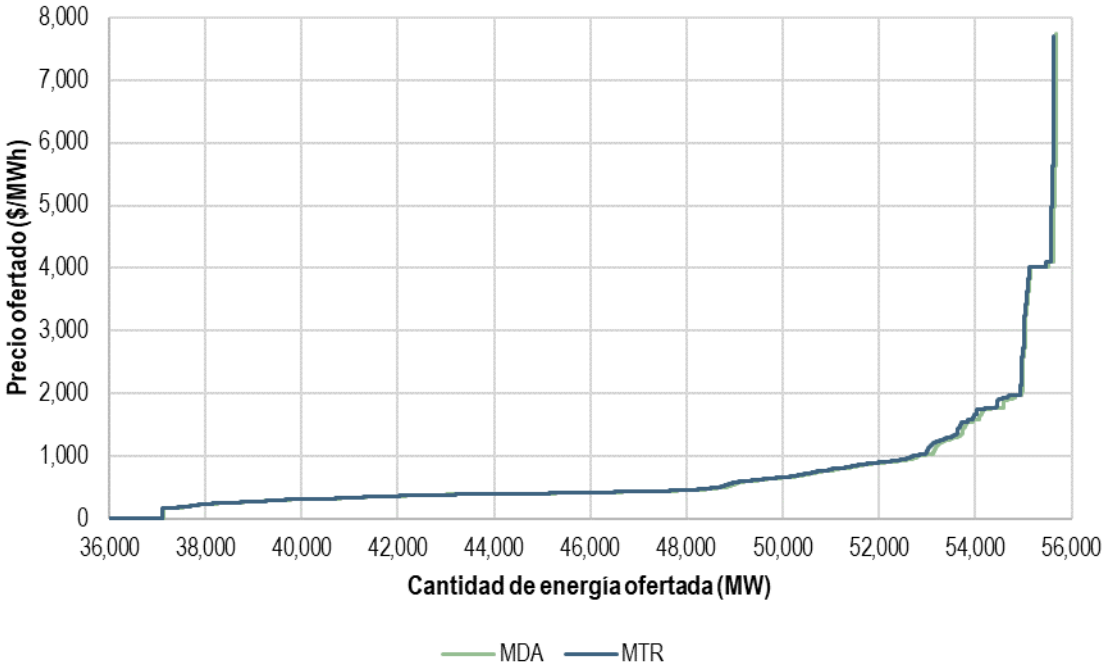
Las variaciones de la cantidad de energía base (sin precio) desplazan el punto de inicio de la curva de oferta con precios mayores a cero, lo cual reduce o aumenta la diferencia del precio de cierre de cada mercado. Esta energía se compone de las Ofertas de Venta CIL, NP y RN que, en conjunto, integran los programas de generación fija (sin precio o precio cero), y de la EFM. La EFM puede deberse a: i) la inflexibilidad operativa de las UCE ya sea por sus tiempos mínimos de operación y paro o para reducir su generación por debajo del LDEMín; ii) la asignación y despacho por Confiabilidad; y iii) la previsión de reservas (ver sección 4.2).

La diferencia entre el pronóstico de la demanda (MDA) y la demanda presentada en Tiempo Real (que sirve de insumo para la simulación del MTR Ex-post) reduce o aumenta el precio de cierre de los mercados al incrementar o reducir el despacho. Cuando se subestima la demanda en el pronóstico del MDA, el MTR Ex-post debe incrementar la generación de las UCE asignadas a un precio mayor dada la curva exponencial de las Ofertas de Venta TE. Por otro lado, cuando se sobreestima la demanda en el pronóstico del MDA, el despacho del MTR Ex-post disminuye, así como el precio de cierre.

La variación de la capacidad ofertada entre el MDA y el MTR cambia la curva de oferta en cada proceso de mercado, por lo que el precio de cierre es distinto. Las fallas de las UCE, las reducciones de la capacidad ofertada en Tiempo Real y la regla de no asignación en el software MTR Ex-post originan esta variación. La regla de ejecución del MTR Ex-post establece que la simulación sólo despachará a las UCE que operaron en Tiempo Real, sin incluir a las UCE de arranque rápido que pudieran generar energía en menos de una hora.

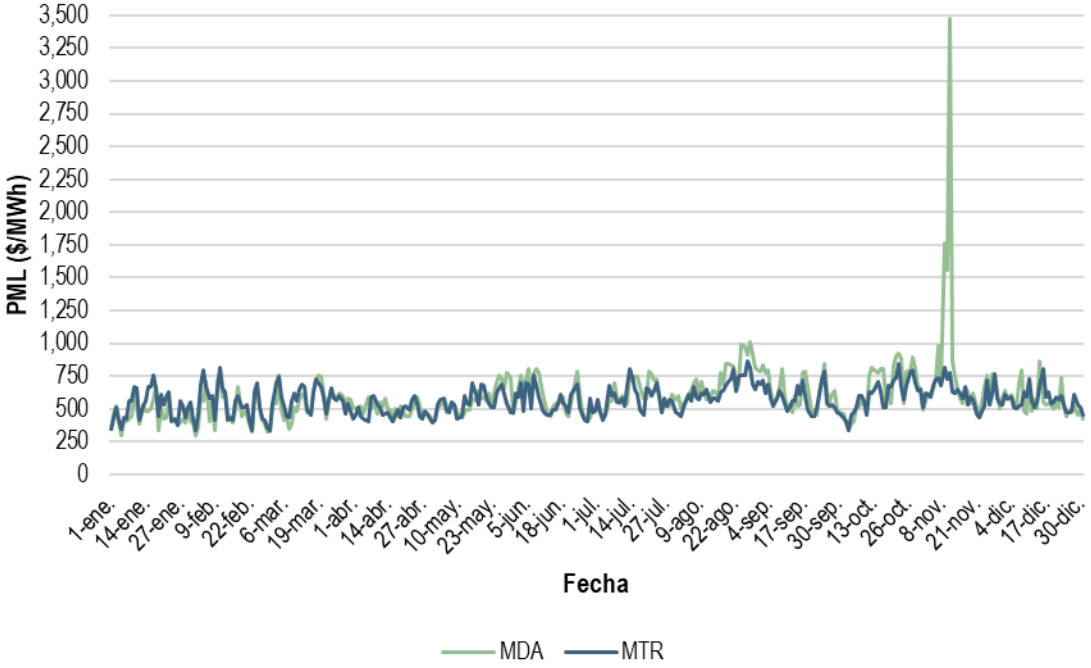
Los requerimientos de reservas forman parte de la demanda y, por ende, cualquier cambio incrementa o reduce el precio de cierre de acuerdo con el proceso de co-optimización de reservas. Estos requerimientos son ajustados, tanto por los operadores del MDA como por aquellos del MTR Ex-post, con el fin de encontrar una solución factible para cada proceso de mercado. No obstante, estos ajustes son manuales en el MDA y se realizan según los criterios de cada operador, por lo que pueden diferir entre un operador y otro. Por ejemplo, un operador puede optar por el aumento de la disponibilidad de generación HI, mientras que otro por la relajación del requerimiento de reservas, por mencionar algunos escenarios posibles. En el caso del MTR Ex-post, los ajustes se hacen a través de la curva de demanda de reservas.

Gr¨fica 235. Curvas de oferta promedio de energ´a en el MDA y el MTR del SIN en la hora 20, 2020



Notas: Promedio del periodo a la hora 20. Se seleccionó la hora 20 toda vez que se trata de una hora típica de alta demanda de energía. Para obtener estas curvas de oferta, se calculó la Oferta de capacidad para cada proceso de mercado correspondiente a la hora 20 de cada día del año y se estimó el promedio. Se tomó en cuenta el LDEMín y la Oferta para cada segmento en el caso de las Ofertas de Venta TE e HI, así como la solución de potencia para las Ofertas de Venta CIL, NP y RN. A cada segmento de las Ofertas de Venta TE e HI se les asignó su precio ofertado, mientras que el LDEMín de estos dos tipos de Oferta de Venta y la solución de potencia de las Ofertas de Venta CIL, NP y RN se tomaron a precio cero.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

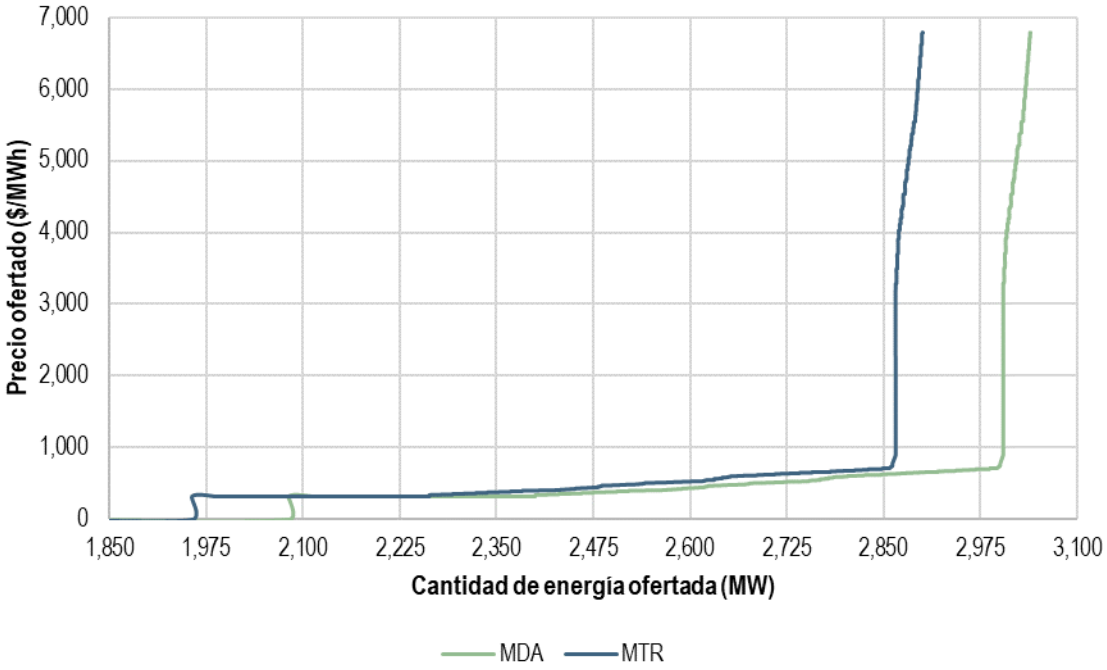
Gr¨fica 236. PML promedio en el MDA y el MTR del SIN, 2020



Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El miércoles 11 de noviembre, PML promedio diario en el MDA del SIN llegó a su valor máximo en el año ($3,478.3/MWh) como resultado de la saturación de dos enlaces y una licencia de transmisión con costos marginales elevados. Los enlaces GCR NTE – NOR (_0-12 ENL MZD-JOM) y GCR NES-ORI (_0-6 ENL PRD) se saturaron durante siete y dos horas de ese día, respectivamente, con costos marginales que se elevaron hasta $10,386.0/MWh y $8,284.7/MWh en cada caso. La licencia de transmisión 20201028-0202, ubicada en la GCR NOR, se saturó durante 10 horas del 11 de noviembre con un costo marginal máximo de $7,991.7/MWh.
- El segundo PML promedio diario más alto en el MDA del SIN fue $1,765.4/MWh y se registró el lunes 9 de noviembre. Este PML se debió a los precios que alcanzó la RREG ese día, los cuales llegaron hasta $3,853.6/MWh. El precio de la RREG creció el 9 de noviembre a causa de la modificación del requerimiento de reservas y la reducción de MW ofertados para cubrir este Servicio Conexo. Esta situación ocasionó que se asignaran unidades HI para cumplir con la RREG, a pesar de que esta medida implicaba un Costo de Oportunidad promedio del recurso hidráulico igual $4,895.6/MWh, lo cual impulsó el precio de la RREG y, por consecuencia, el PML al alza.

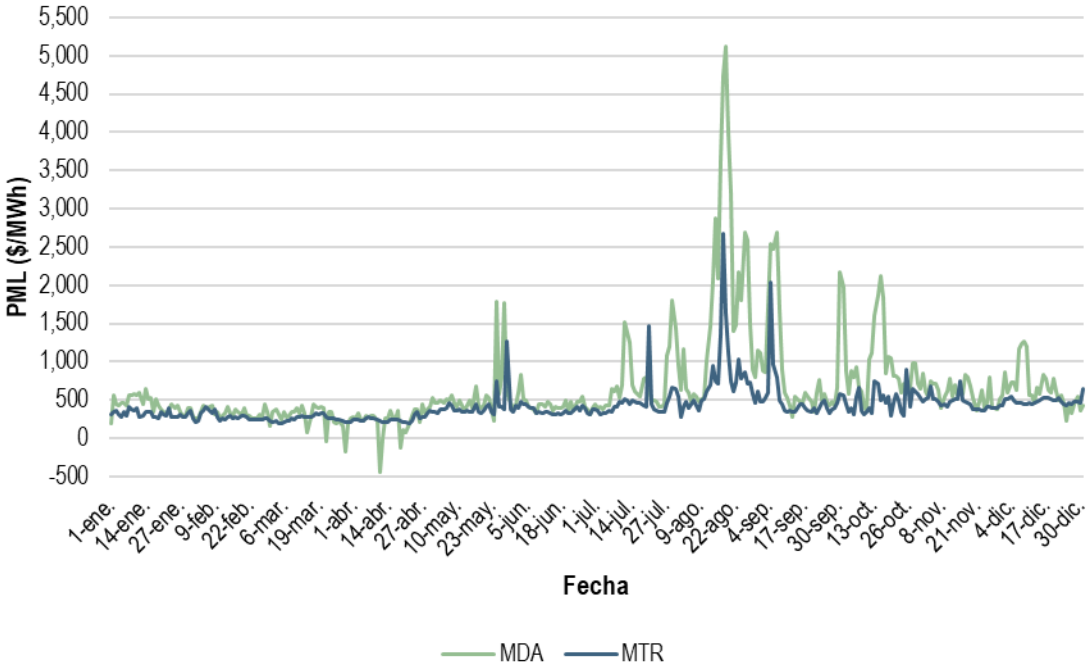
Gr¨fica 237. Curvas de oferta promedio de energ´a en el MDA y el MTR del BCA en la hora 20, 2020



Notas: Promedio del periodo a la hora 20. Se seleccionó la hora 20 toda vez que se trata de una hora típica de alta demanda de energía. Para obtener estas curvas de oferta, se calculó la Oferta de capacidad para cada proceso de mercado correspondiente a la hora 20 de cada día del año y se estimó el promedio. Se tomó en cuenta el LDEMín y la Oferta para cada segmento en el caso de las Ofertas de Venta TE e HI, así como la solución de potencia para las Ofertas de Venta CIL, NP y RN. A cada segmento de las Ofertas de Venta TE e HI se les asignó su precio ofertado, mientras que el LDEMín de estos dos tipos de Oferta de Venta y la solución de potencia de las Ofertas de Venta CIL, NP y RN se tomaron a precio cero.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Una medida que implementa el CENACE para garantizar que todas las importaciones asignadas en el MDA sean despachadas como programas de generación fijos en el MTR conlleva disminuir los LDEMín de las UCE que participan en el mercado con precio en este último proceso de mercado. Esta situación se observó en el BCA a lo largo de 2020.
    - La energía base en este sistema fue menor en el MTR que en el MDA, ya que las ofertas de LDEMín en el MDA se ajustan para la operación de CE de CC con un LDEMín más alto, situación que no se ajusta en los datos del MTR. Es así como una CE de CC puede tener un LDEMín de 250 MW en el MDA (debido al uso de dos unidades TG) pero sólo 125 MW en el MTR.

Gr¨fica 238. PML promedio en el MDA y el MTR del BCA, 2020

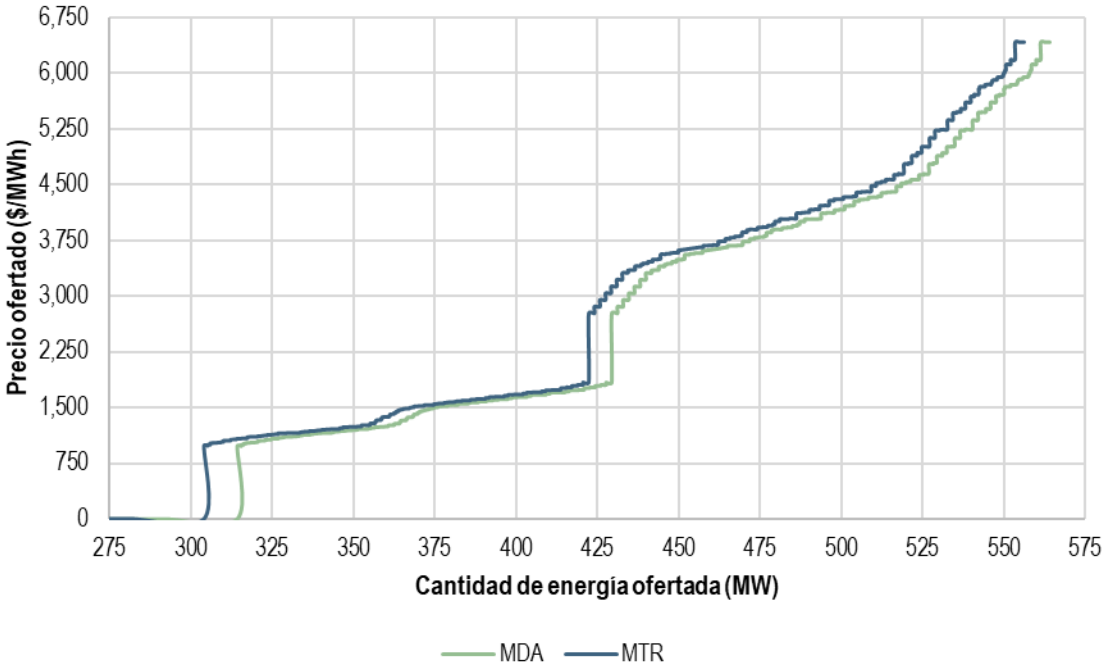


Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El PML promedio diario máximo del año en el MDA del BCA fue $5,125.2/MWh y tuvo lugar el 19 de agosto. La presencia simultánea de dos factores originó este PML: (i) ese miércoles aconteció el segundo nivel de demanda diaria de energía más elevado del año (63,007.8 MWh),[251] y (ii) ese día también subió el precio de las transacciones internacionales que marginaron (las Ofertas de importación marginaron en 19 horas de ese día con precios que rondaron entre $1,926.0/MWh y $10,060.0/MWh, mientras que las Ofertas de exportación marginaron en una hora con un precio igual a $800.0/MWh).
- El segundo PML promedio diario más elevado en el MDA del BCA fue $4,736.6/MWh y se registró el 18 de agosto, como resultado de alta demanda de energía (62,598.9 MWh, la tercera más alta del año) y de los precios con que marginaron las transacciones internacionales (las Ofertas de importación y de exportación marginaron en 10 y dos horas, respectivamente, con precios que ascendieron hasta $10,060.0/MWh).
- El PML promedio diario más bajo en el MDA del BCA desde el inicio del MEM fue -$439.3/MWh y se reportó el 11 de abril de 2020, día en que tuvo lugar el nivel de carga más bajo de los últimos dos años (1.0 GW) y en que se cubrió la oferta en mérito exclusivamente con tecnología TG (la de menor costo entre las Ofertas de Ventas TE de este sistema).
- El PML promedio diario en el MDA del BCA bajó a -$115.8/MWh el 19 de abril debido a los excedentes de generación que se registraron en 16 horas de ese Día de Operación. Estos excedentes provocaron que marginaran Ofertas de exportación con precios negativos de hasta -$540.5/MWh.

[251] La demanda diaria de energía más alta reportada en el MDA del BCA en 2020 fue 63,032.3/MWh y tuvo lugar el 20 de agosto.

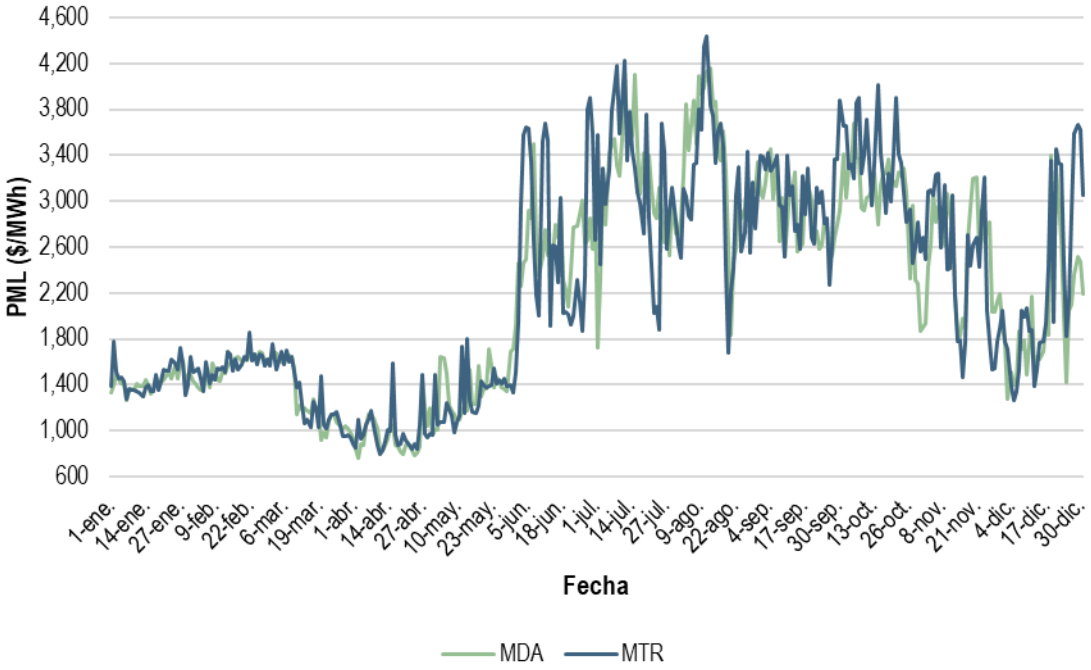
Gr¨fica 239. Curvas de oferta promedio de energ´a en el MDA y el MTR del BCS en la hora 20, 2020



Notas: Promedio del periodo a la hora 20. Se seleccionó la hora 20 toda vez que se trata de una hora típica de alta demanda de energía. Para obtener estas curvas de oferta, se calculó la Oferta de capacidad para cada proceso de mercado correspondiente a la hora 20 de cada día del año y se estimó el promedio. Se tomó en cuenta el LDEMín y la Oferta para cada segmento en el caso de las Ofertas de Venta TE e HI, así como la solución de potencia para las Ofertas de Venta CIL, NP y RN. A cada segmento de las Ofertas de Venta TE e HI se les asignó su precio ofertado, mientras que el LDEMín de estos dos tipos de Oferta de Venta y la solución de potencia de las Ofertas de Venta CIL, NP y RN se tomaron a precio cero.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- En el BCS, se observó menos energía base en el MTR que en el MDA puesto que en el MTR no se considera la energía base proveniente de las UCE en pruebas.

Gr¨fica 240. PML promedio en el MDA y el MTR del BCS, 2020



Nota: Evolución diaria.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El primer y segundo PML promedio diario más altos en el MDA del BCS se registraron el 13 y el 12 de agosto, respectivamente. Estos PML fueron $4,162.5/MWh y $4,129.6/MWh, respectivamente, y ambos se debieron a: (i) la disminución de la Oferta de Venta sin precio más renovable y (ii) el aumento de la generación TG con diésel (la más cara disponible en este sistema).
    - El jueves 13 de agosto, la Oferta de Venta promedio horaria sin precio más renovable (27.9 MW) disminuyó 17.7 % con respecto a la observada el jueves previo (33.9 MW), a la vez que la generación promedio horaria de las UCE TG con diésel aumentó 55.9 % (al pasar de 68 MW a 106 MW).
    - El miércoles 12 de agosto, la Oferta de Venta promedio horaria sin precio más renovable (24.8 MW) fue 44.4 % más baja que la registrada el miércoles anterior (44.6 MW); en contraste, la generación promedio horaria de las UCE TG con diésel creció 58.7 % entre ambas fechas (al subir de 63 MW a 100 MW).
- Los dos PML más altos que se reportaron en el MTR del BCS fueron $4,433.1/MWh y $4,344.0/MWh, los cuales tuvieron lugar los días 12 y 11 de agosto, respectivamente. Ambos precios se originaron por una mayor indisponibilidad de energía en el MTR que en el MDA.
    - El miércoles 12 de agosto, la energía indisponible proveniente de las Ofertas de Venta TE en el MTR (3,603.2 MWh) excedió en 11.0 % a la prevista en el MDA (3,245.4 MWh).
    - El martes 11 de agosto, la energía indisponible procedente de las Ofertas de Venta TE en el MTR (3,823.6 MWh) sobrepasó en 46.8 % a la contemplada en el MDA (2,604.4 MWh).

6.7 INDISPONIBILIDADES DE UCE

La indisponibilidad de energía puede presentarse en dos momentos:

1) Durante la presentación de las Ofertas de Venta en el MDA, en cuyo caso las UCE presentan Ofertas de Venta conforme a su capacidad disponible o en cero (indisponibilidad de energía reflejada en las Ofertas de Venta), o

2) En el Día de Operación por salidas de UCE (indisponibilidad de energía por salidas de UCE).

La indisponibilidad de energía que se ve reflejada en las Ofertas de Venta en el MDA puede deberse a mantenimientos programados o reprogramados, ejecución de pruebas, disminución de la capacidad ofertada por situaciones ambientales, restricciones de combustible o prolongación de una falla. Este tipo de indisponibilidad es aplicable sólo a aquellas unidades de Oferta de Venta TE, dado que éstas son las únicas que presentan Ofertas de Venta de energía.

La indisponibilidad de energía por salidas de UCE tiene lugar en Tiempo Real y se registra en el Reporte Comparativo Predespacho – Operación Real del CENACE. Las salidas de UCE se pueden catalogar en ocho tipos:

1. Ambiental: Cuando se ordena a la unidad salir o reducir su generación por restricciones ambientales (por ejemplo: altos niveles de contaminación atmosférica o alta temperatura en agua de enfriamiento).
2. Combustible: Se refiere a cuando una UCE tiene problemas para abastecerse de combustible. El combustible con mayor índice de escasez es el GN.
3. Falla: Corresponde a la salida de emergencia de una unidad debido a una deficiencia o avería de alguno de sus componentes en el momento de operación (por ejemplo: tubos rotos, fugas, problemas en calderas o válvulas rotas).
4. Fortuito: Procede de eventos ajenos al mercado eléctrico, tales como sismos, eventos climáticos, entre otros.
5. Licencia: Esta categoría se refiere a las UCE que no reportan la causa de salida.
6. Mantenimiento: Son los mantenimientos programados que fueron autorizados.
7. Operaci¹n: Corresponde a unidades que no presentan fallas ni averías pero que salen de operación por causas relacionadas con suministros y agentes externos necesarios para la producción de energía (por ejemplo: falta de vapor o altas vibraciones) o por decisión del operador para salvaguardar la integridad de la unidad y evitar posibles fallas debido a factores tales como alto nivel de vibraciones y calentamiento en la cámara de combustión, entre otros.
8. Prueba: Son aquellas salidas en las que el operador de la central solicita un periodo de tiempo para realizar distintos tipos de pruebas en la UCE (por ejemplo: pruebas de arranque o pruebas de control), las cuales no son mantenimientos.

6.7.1 INDISPONIBILIDAD DE ENERG¿A REFLEJADA EN LAS OFERTAS DE VENTA

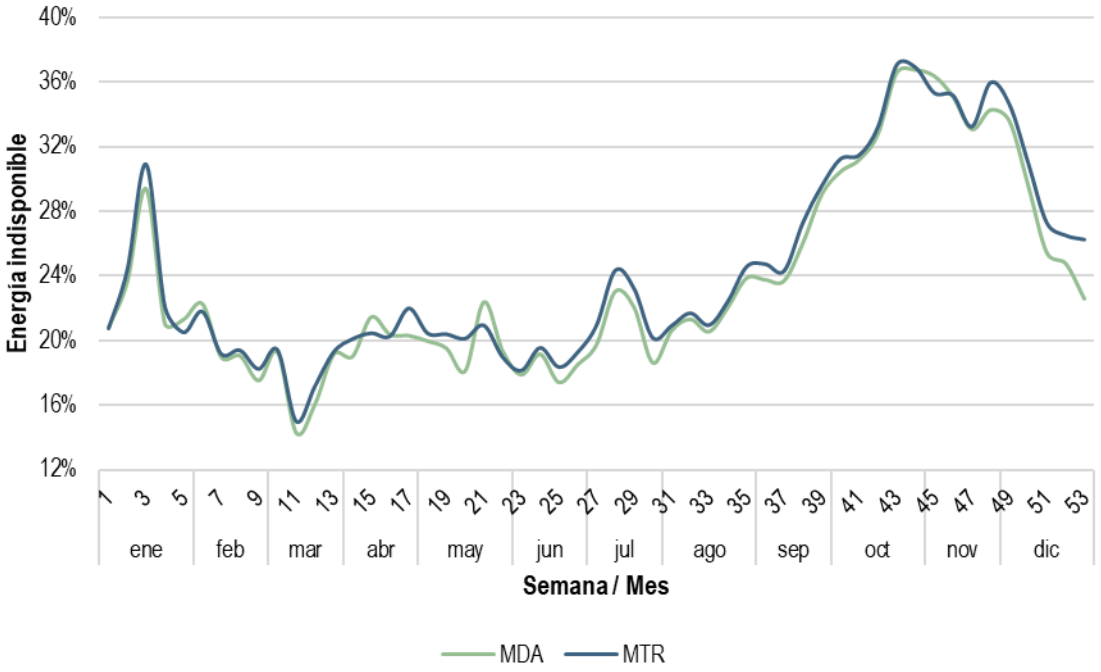
El análisis de indisponibilidad de energía reflejada en las Ofertas de Venta incluye a las UCE que presentan Ofertas de Venta TE, cuyas tecnologías son: CA, CC, CI, TC y TG.

Tabla 129. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por Sistema Interconectado, 2020

Sistema Interconectado	No. UCE	Cap. M¨xima (GW)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible en el MDA (GWh)	Energ´a indisponible en el MTR (GWh)
SIN	175	44.0	377,923.9	89,710.0	91,847.0
BCA	17	2.3	20,153.4	2,720.6	2,705.5
BCS	22	0.7	5,945.8	1,364.6	1,458.9
Total	214	47.0	404,023.1	93,795.2	96,011.3

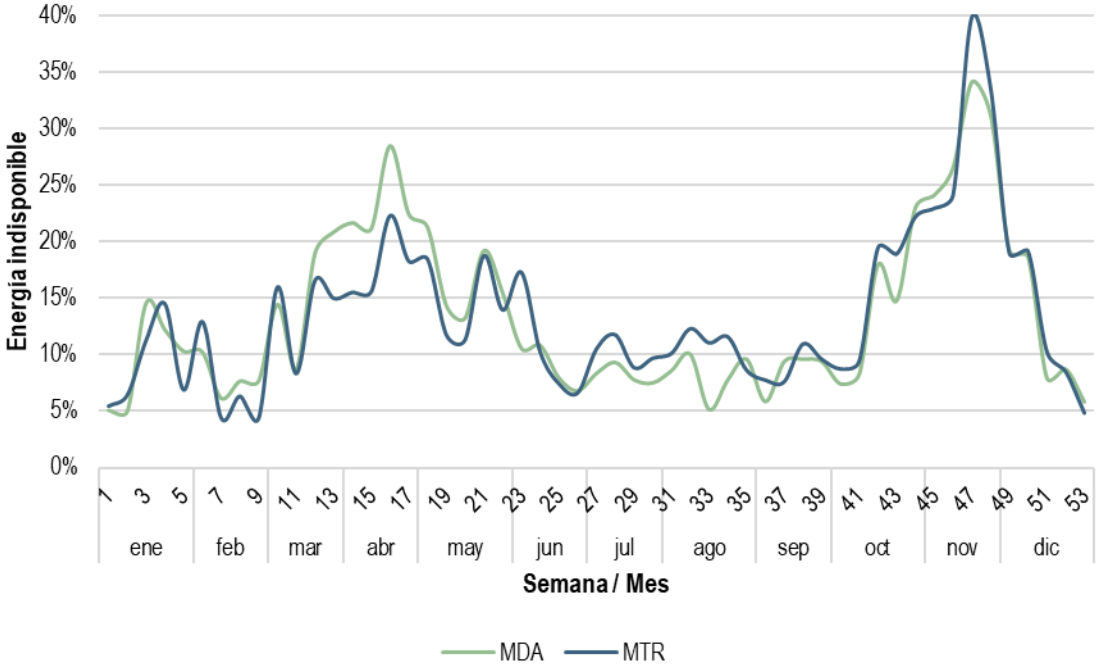
Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 241. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR del SIN, 2020



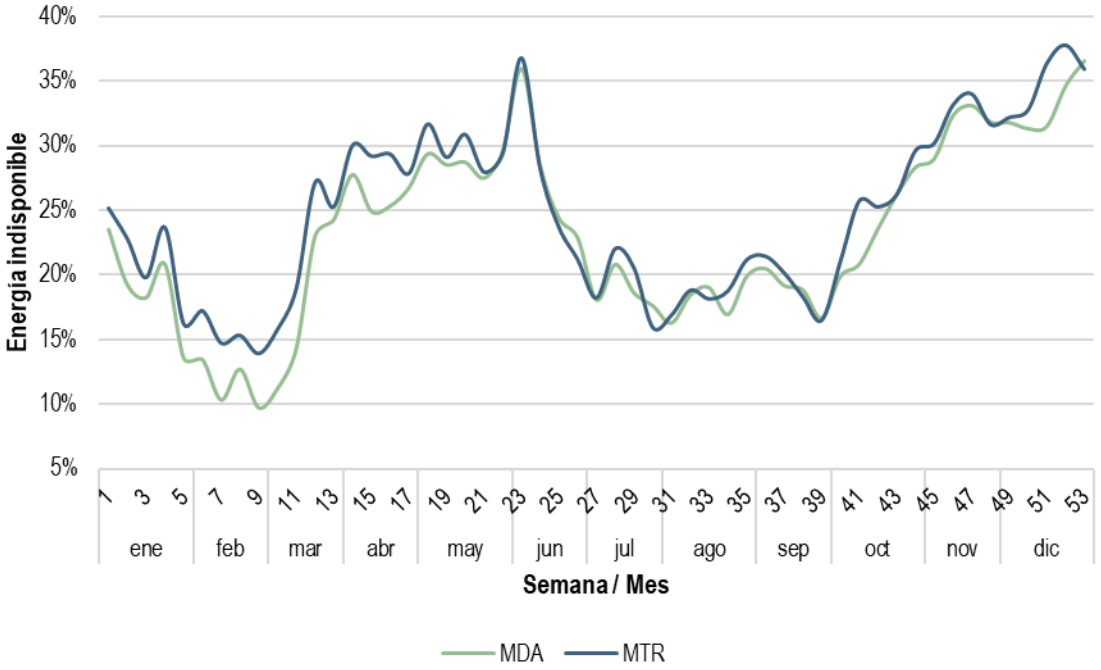
Nota: Evolución semanal.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 242. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR del BCA, 2020



Nota: Evolución semanal.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 243. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR del BCS, 2020



Nota: Evolución semanal.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El promedio de la energía indisponible en el SIN en el 2020 fue 23.7 % en el MDA y 24.3 % en el MTR.

- El mayor nivel de indisponibilidad del SIN aconteció en la semana 43 (del 21 al 27 de octubre), debido a que 20 UCE exhibieron una indisponibilidad superior a 40.0 % y 55 UCE adicionales no presentaron ninguna Oferta de Venta de energía (indisponibilidad de 100.0 %).[252] Estas 75 UCE concentran el 34.6 % de la capacidad térmica del SIN.

- El promedio de la energía indisponible en el BCA durante 2020 fue 13.5 % en el MDA y 13.4 % en el MTR.
  - En la semana 47 (del 18 al 24 de noviembre), tuvo lugar el nivel de indisponibilidad máximo del BCA, en vista de que cuatro UCE exhibieron una indisponibilidad por arriba de 40.0 %. Dos de estas cuatro UCE reportaron una indisponibilidad de 100.0 % en esa semana. Estas cuatro UCE aglomeran el 40.7 % de la capacidad térmica del BCA.
- El promedio de la energía indisponible en el BCS en el 2020 fue 23.0 % en el MDA y 24.5 % en el MTR.
  - En la última semana del año (semana 53), la energía indisponible promedio del BCS alcanzó su nivel máximo en el año. Esta situación se originó porque tres UCE tuvieron una indisponibilidad superior a 40.0 % y otras cinco UCE no presentaron ninguna Oferta de Venta de energía. Estas ocho UCE agrupan el 38.0 % de la capacidad térmica del BCS

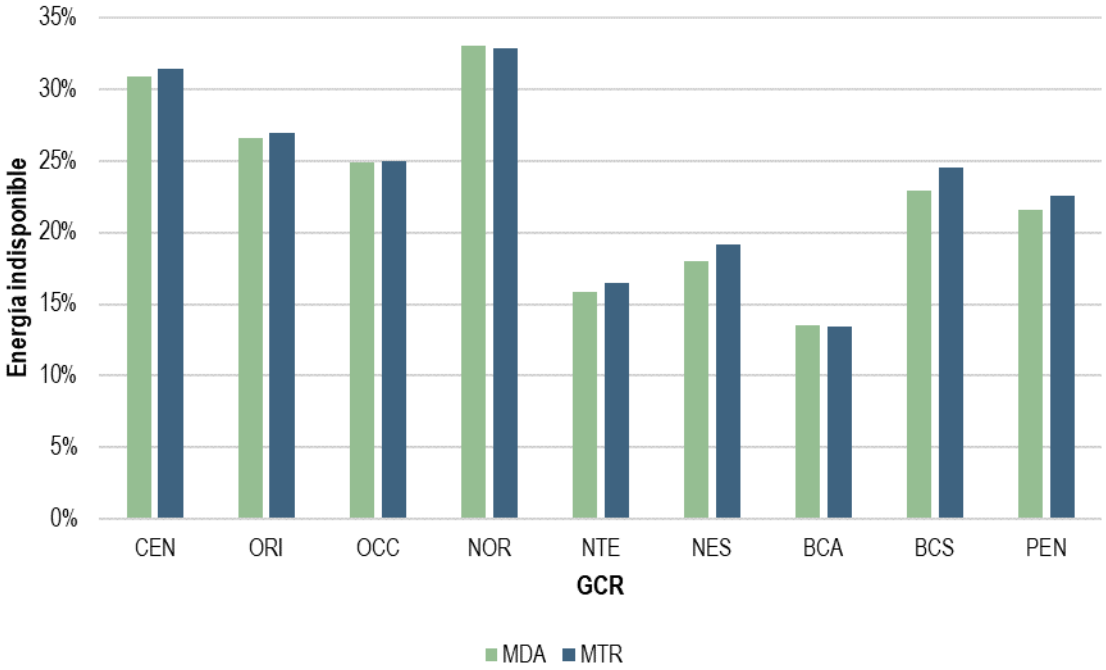
Tabla 130. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por GCR, 2020

GCR	No. UCE	Capacidad m¨xima (GW)	Capacidad m¨xima en el SIN (%)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible en el MDA (GWh)	Energ´a indisponible en el MTR (GWh)
CEN	35	6.1	13.9	55,176.2	17,033.5	17,355.5
ORI	12	5.2	11.7	45,347.8	12,067.7	12,224.5
OCC	17	6.3	14.4	49,201.4	12,260.9	12,293.5
NOR	19	5.3	12.0	49,641.6	16,399.6	16,289.8
NTE	28	5.0	11.4	41,688.1	6,609.0	6,873.7
NES	39	14.0	31.8	118,188.1	21,311.1	22,599.2
BCA	17	2.3	-	20,153.4	2,720.6	2,705.5
BCS	22	0.7	-	5,945.8	1,364.6	1,458.9
PEN	25	2.1	4.8	18,680.9	4,028.2	4,210.7

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %). La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

[252] No se cuenta con las particularidades sobre las causas de las indisponibilidades que se registran desde las Ofertas, ya que la información que se reporta no incluye la razón de indisponibilidad de cada una de las UCE.

Gr¨fica 244. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por GCR, 2020



Nota: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

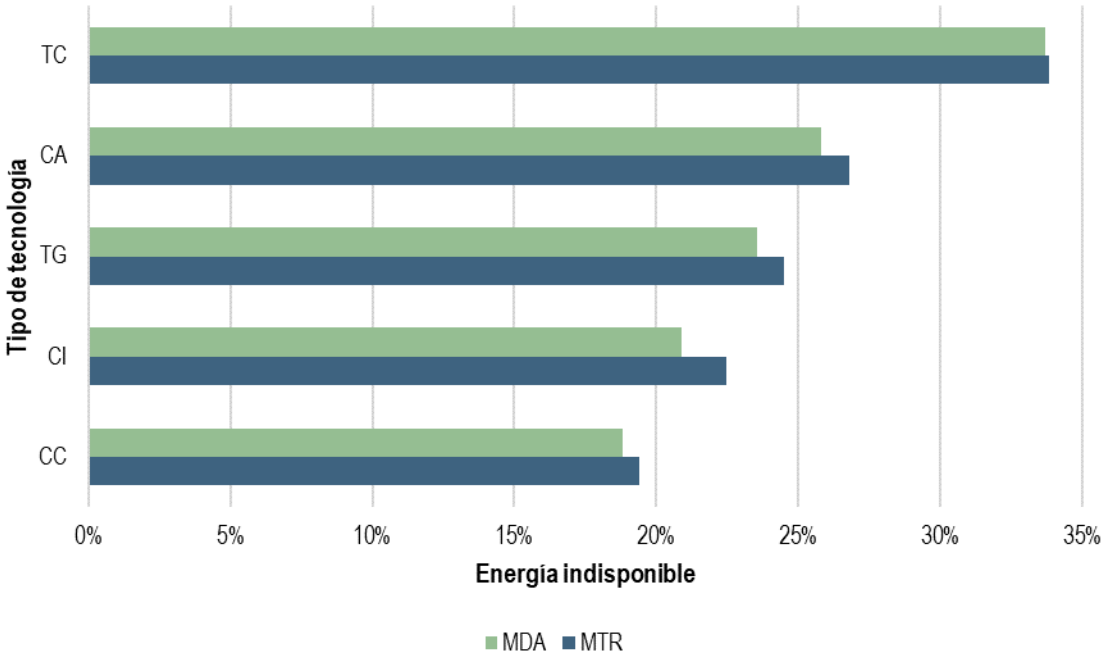
- Los niveles más altos de energía indisponible acontecieron en las GCR NOR y CEN.
  - En la GCR NOR, ocho UCE mostraron una indisponibilidad mayor que 40.0 %, dos de las cuales reportaron una indisponibilidad de 100.0 %. La indisponibilidad de estas ocho UCE afectó al 37.6 % de la capacidad térmica de esta GCR.
  - En la GCR CEN, 12 UCE exhibieron un nivel de indisponibilidad de energía por arriba de 40.0 %; tres de estas UCE no presentaron ninguna Oferta de Venta de energía durante el año. La indisponibilidad de estas 12 UCE afectó al 21.2 % de la capacidad térmica de la GCR CEN.

Tabla 131. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y en el MTR por tipo de tecnolog´a, 2020

Tipo de tecnolog´a	No. UCE	Capacidad m¨xima (GW)	Capacidad m¨xima en el SEN (%)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible en el MDA (GWh)	Energ´a indisponible en el MTR (GWh)
CA	15	5.1	10.8	44,561.1	11,497.8	11,934.7
CC	59	28.5	60.7	242,024.0	45,575.3	46,934.8
CI	9	0.4	0.9	3,530.7	737.4	793.5
TC	52	9.8	20.8	90,434.2	30,456.6	30,600.9
TG	79	3.2	6.8	23,473.1	5,528.0	5,747.5

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %). La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 245. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por tipo de tecnolog´a, 2020



Nota: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

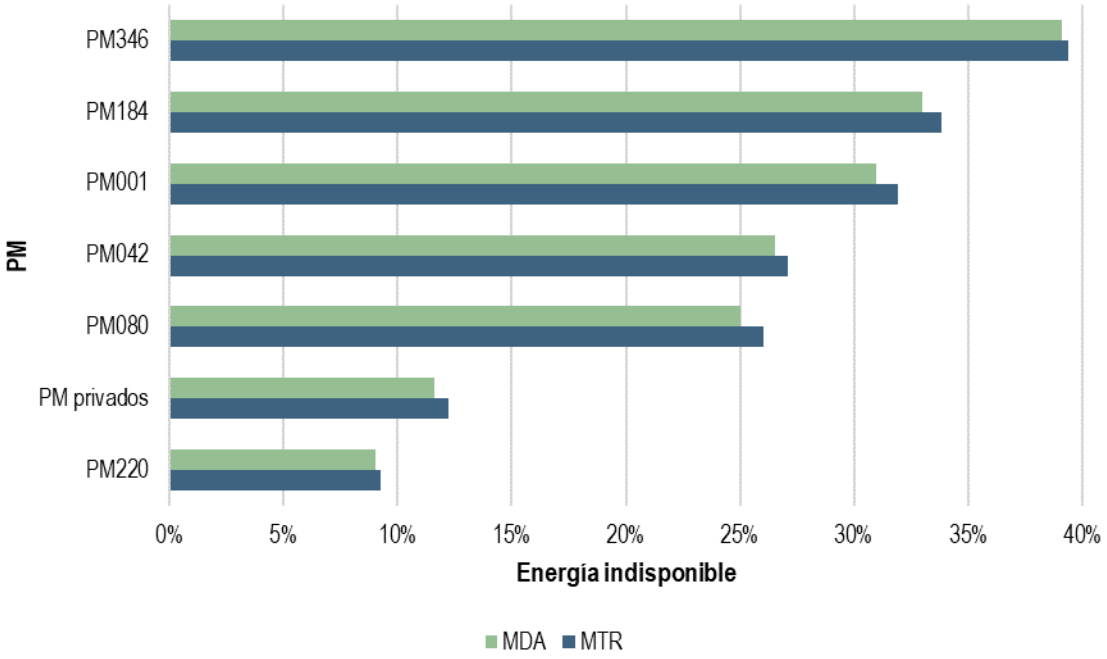
- Las UCE con tecnologías TC y CA fueron las que exhibieron el mayor nivel de energía indisponible reflejada en las Ofertas de Venta de ambos procesos de mercado. Esto se debió a que:
  - Un total de 17 UCE con tecnología TC reportaron una indisponibilidad de energía mayor que 40.0 %; seis de estas 17 UCE presentaron una indisponibilidad igual a 100.0 %.
  - Tres UCE con tecnología CA registraron una indisponibilidad superior a 40.0 % durante el año.

Tabla 132. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por PM, 2020

PM	No. UCE	Capacidad m¨xima (GW)	Capacidad m¨xima en el SEN (%)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible en el MDA (GWh)	Energ´a indisponible en el MTR (GWh)
PM346	36	6.1	13.0	54,858.4	21,442.0	21,600.1
PM042	13	5.3	11.2	46,327.9	12,295.4	12,539.2
PM184	53	5.9	12.6	55,645.8	18,344.9	18,817.0
PM001	50	7.8	16.6	68,357.1	21,156.0	21,834.8
PM220	27	15.9	33.8	137,460.3	12,417.4	12,720.4
PM080	29	2.8	6.0	24,896.8	6,222.7	6,481.7
PM privados	6	3.2	6.7	16,477.0	1,916.8	2,018.1

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %). La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 246. Energ´a indisponible reflejada en las Ofertas de Venta TE en el MDA y el MTR por PM, 2020



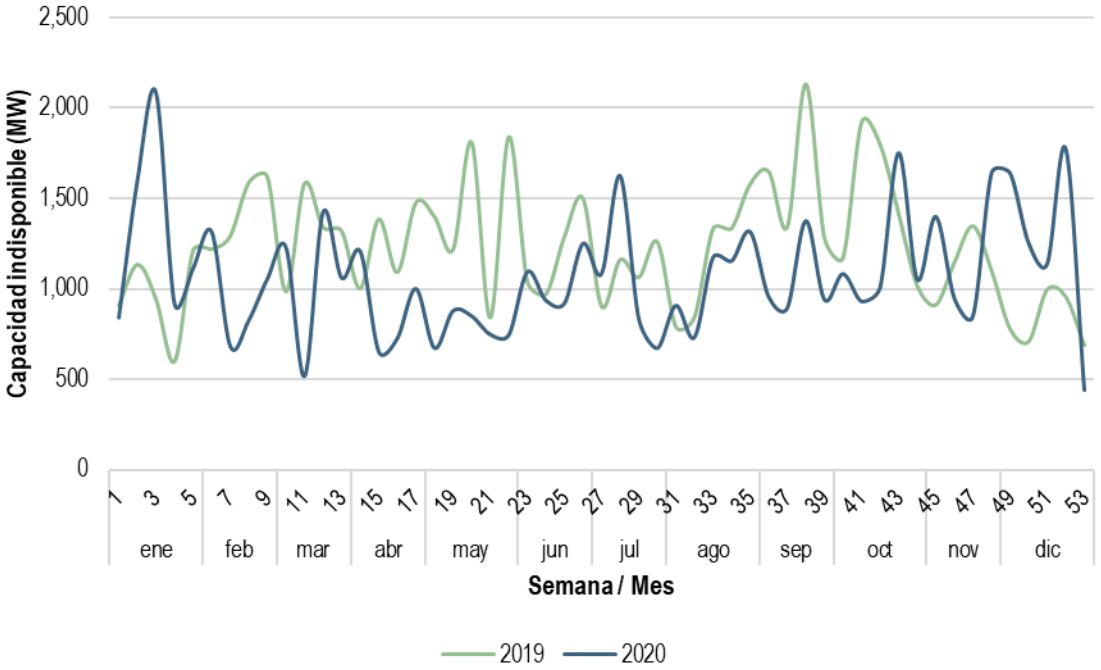
Nota: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El PM que registró la mayor indisponibilidad de energía reflejada en las Ofertas de Venta fue el PM346. Esta situación se debió a que cuatro de sus UCE no presentaron ninguna Oferta de Venta de energía en 2020, además de que otras diez de sus UCE exhibieron un nivel de indisponibilidad por arriba de 40.0 %. Estas 14 UCE representan el 34.0 % de la capacidad térmica de este PM.
- El PM184 mostró el segundo nivel más alto de energía indisponible con tres UCE que no presentaron ninguna Oferta de Venta de energía en el año. Adicionalmente, otras nueve de sus UCE reportaron una indisponibilidad superior a 40.0 %. Estas 12 UCE agrupan el 35.3 % de la capacidad térmica de este PM.

6.7.2 INDISPONIBILIDAD DE ENERG¿A POR SALIDAS DE UCE

Todas las UCE del SEN entran en el análisis de indisponibilidad por salidas de UCE. Las tecnologías incluidas en este análisis son las siguientes: BI, CA, CC, CI, EO, FV, GE, HI, NU, TC y TG.

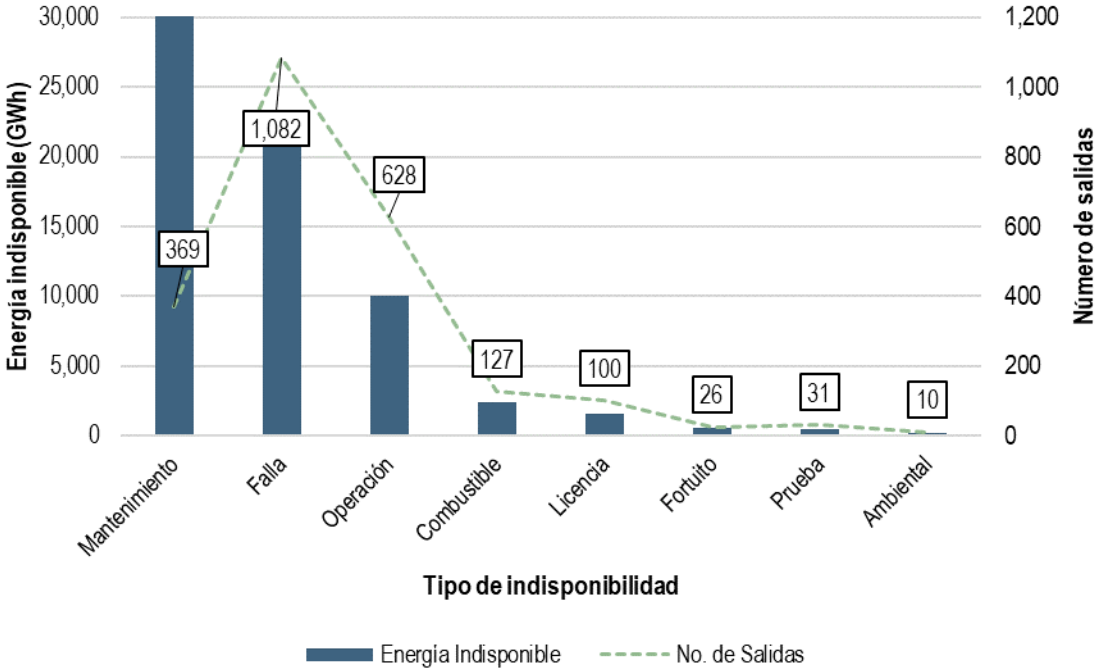
Gr¨fica 247. Capacidad indisponible por salidas de UCE en el SEN, 2020



Nota: Evolución semanal.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La capacidad indisponible por salidas de UCE reportada en 2020 fue menor que la registrada en el 2019.
    - El promedio semanal de capacidad indisponible correspondiente al 2020 fue 1,073.2 MW, mientras que en el 2019 fue 1,231.8 MW.

Gr¨fica 248. Energ´a indisponible y salidas de UCE por tipo de indisponibilidad en el SEN, 2020



Notas: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Se presentaron 2,373 salidas de UCE en 2020, las cuales sumaron 65,983.1 GWh de energía indisponible.
  - El 45.5 % de la energía indisponible que aconteció en este año se debió a mantenimientos preventivos.
  - Las fallas provocaron el 31.3 % de la energía indisponible que tuvo lugar durante el año.

Tabla 133. Energ´a indisponible por salidas de UCE por Sistema Interconectado, 2020

Sistema Interconectado	No. UCE en operaci¹n	Capacidad instalada (GW)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible (GWh)
SIN	732	82.9	545,387.6	65,967.6
BCA	36	3.3	21,862.1	15.6
BCS	31	0.9	6,230.8	0.0
Total	799	87.2	573,480.5	65,983.1

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El 99.9 % de la energía indisponible reportada en el SEN durante 2020 tuvo lugar en el SIN. La energía indisponible en el SIN representó el 12.1 % de su generación esperada a capacidad máxima.

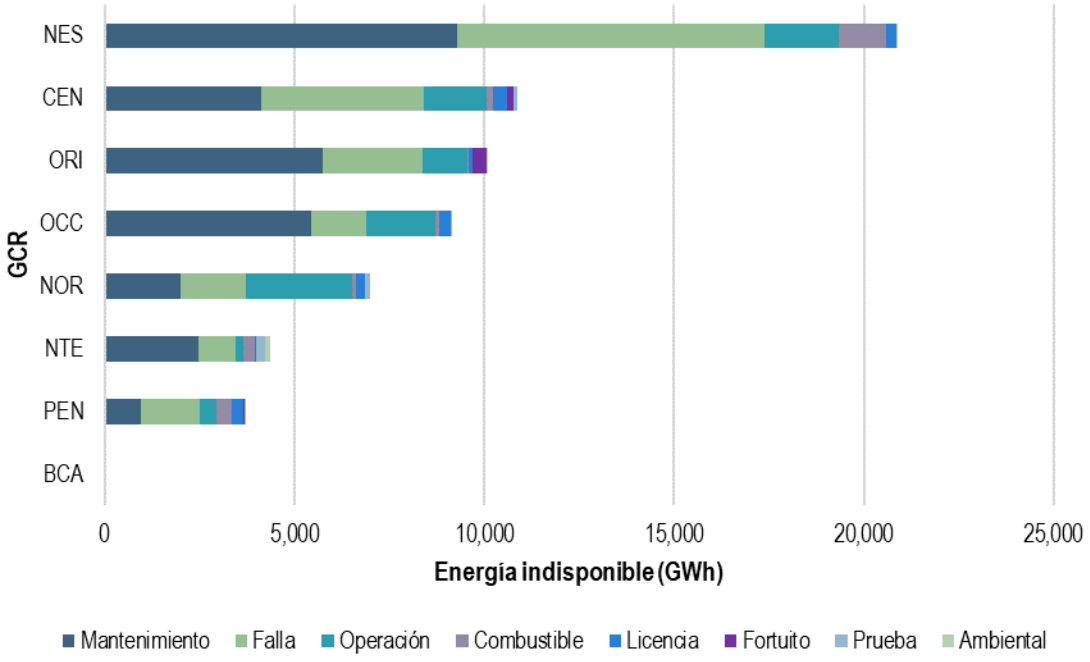
Tabla 134. Energ´a indisponible por salidas de UCE por GCR, 2020

GCR	No. UCE en operaci¹n	Capacidad instalada (GW)	Capacidad instalada en el SIN (%)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible (GWh)
CEN	106	9.7	11.7	63,801.1	10,866.3
ORI	173	18.9	22.8	124,286.1	10,066.6
OCC	124	14.0	16.8	91,850.7	9,130.6
NOR	68	8.9	10.7	58,519.5	6,994.0
NTE	83	7.2	8.7	47,238.7	4,345.2
NES	131	21.8	26.3	143,401.8	20,888.6
BCA	36	3.3	-	21,862.1	15.6
BCS	31	0.9	-	6,230.8	0.0
PEN	47	2.5	3.0	16,289.6	3,676.1

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %). La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La mayor parte de la energía indisponible por salidas de UCE en el SEN (31.7 %) ocurrió en la GCR NES, la cual registró una indisponibilidad de 14.6 % con respecto a su generación esperada a capacidad máxima.
- La GCR CEN fue en donde tuvo lugar la segunda mayor cantidad de energía indisponible por salidas de UCE en el SEN (16.5 %).

Gr¨fica 249. Energ´a indisponible por GCR y tipo de salida de UCE, 2020



Notas: Total anual. El total de energía indisponible que se registró en el BCA ascendió a 15.6 GWh, razón por la cual no se alcanza a percibir en esta gráfica.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Los mantenimientos preventivos y las fallas ocasionaron el 44.5 % y el 38.7 %, respectivamente, de la energía indisponible que se registró en la GCR NES.
- Las fallas y los mantenimientos preventivos provocaron el 39.5 % y el 38.0 %, respectivamente, de la energía indisponible que tuvo lugar en la GCR CEN.

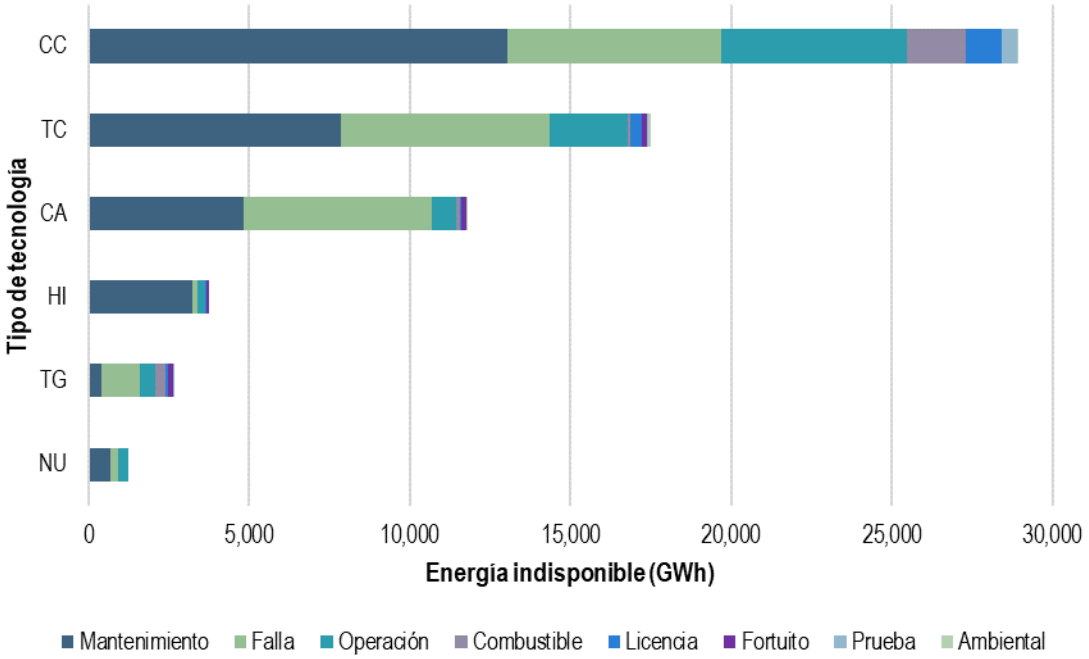
Tabla 135. Energ´a indisponible por salidas de UCE por tipo de tecnolog´a, 2020

Tipo de tecnolog´a	No. UCE en operaci¹n	Capacidad instalada (GW)	Capacidad instalada en el SEN (%)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible (GWh)
BI	5	0.0	0.1	325.2	0.0
CA	15	5.1	5.8	33,359.9	11,752.0
CC	101	35.9	41.1	235,802.1	28,920.3
CI	80	0.8	0.9	5,233.0	3.5
EO	67	7.2	8.3	47,524.2	10.9
FV	114	6.6	7.5	43,175.3	18.7
GE	17	1.0	1.1	6,292.9	129.7
HI	183	12.7	14.5	83,420.7	3,750.8
NU	2	1.6	1.8	10,574.2	1,240.6
TC	84	11.2	12.9	73,868.9	17,512.8
TG	131	5.2	5.9	33,904.0	2,643.9

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %). La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

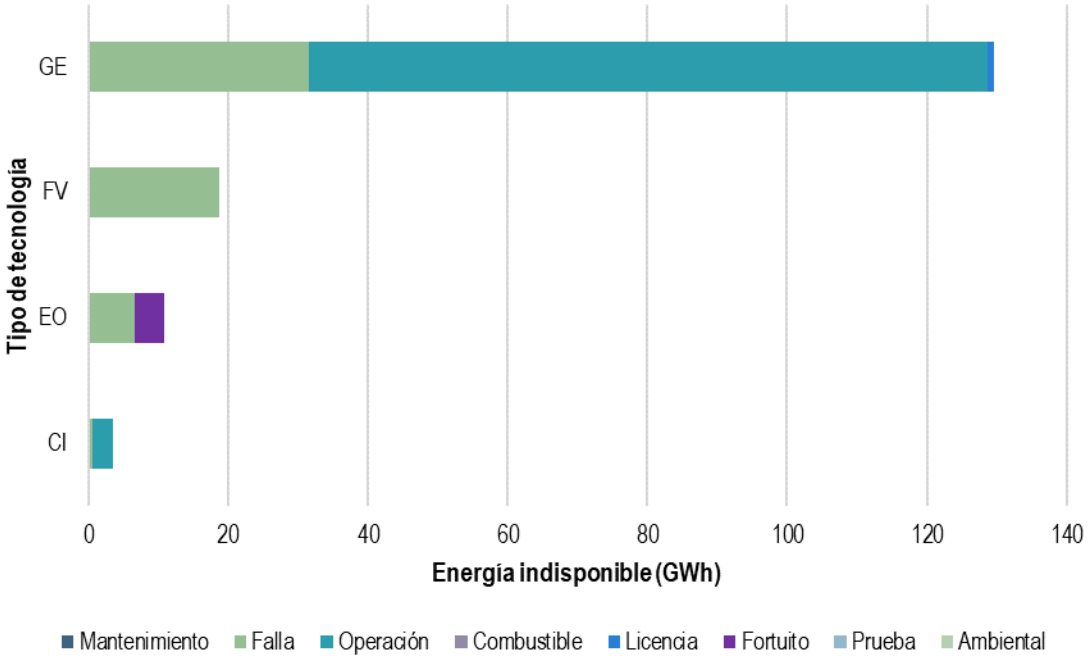
- Las salidas de UCE con tecnología CC ocasionaron la mayor cantidad de energía indisponible en el SEN (43.8 %).
- El 26.5 % de la energía indisponible del SEN provino de las salidas de UCE con tecnología TC.

Gr¨fica 250. Energ´a indisponible por tipo de tecnolog´a y tipo de salida de UCE, 2020 (1 de 2)



Notas: Total anual. Las UCE con tecnología BI no reportaron energía indisponible durante el año. Se presenta la información sobre energía indisponible por tipo de tecnología y tipo de salida de UCE en dos gráficas debido al cambio en las escalas.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 251. Energ´a indisponible por tipo de tecnolog´a y tipo de salida de UCE, 2020 (2 de 2)



Notas: Total anual. Las UCE con tecnología BI no reportaron energía indisponible en el año. Se presenta la información sobre energía indisponible por tipo de tecnología y tipo de salida de UCE en dos gráficas debido al cambio en las escalas.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Los mantenimientos preventivos y las fallas ocasionaron el 45.0 % y el 23.1 %, respectivamente, de la energía indisponible por parte de las UCE con tecnología CC.
- Los mantenimientos preventivos y las fallas originaron el 44.9 % y el 37.1 %, respectivamente, de la energía indisponible que tuvo lugar en las UCE con tecnología TC.

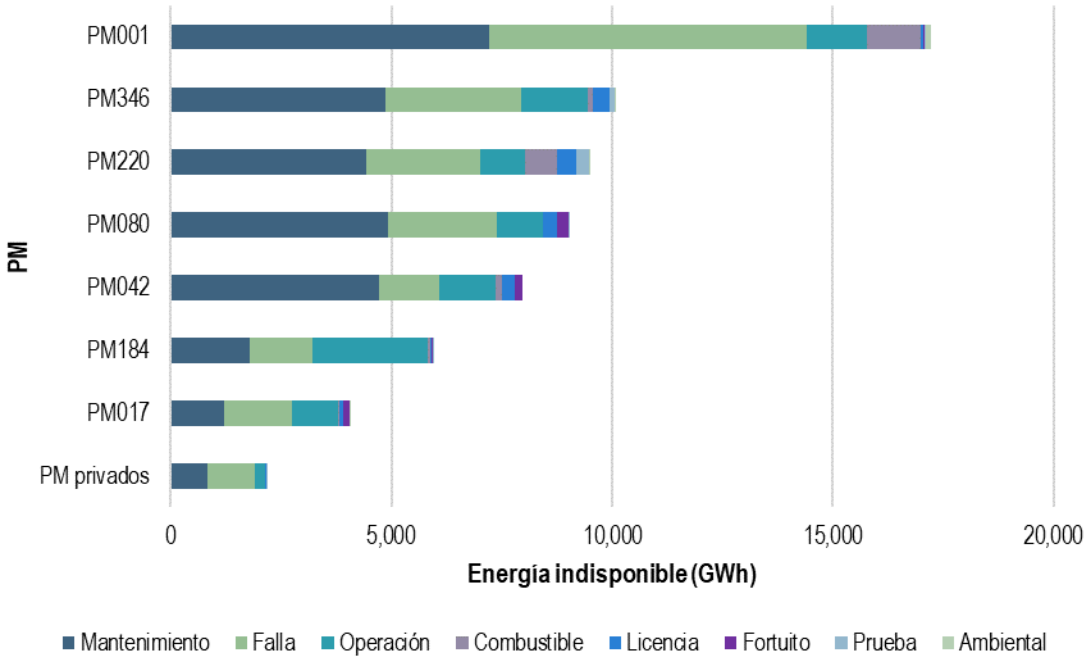
Tabla 136. Energ´a indisponible por salidas de UCE por PM, 2020

PM	No. UCE en operaci¹n	Capacidad instalada (GW)	Capacidad instalada en el SEN (%)	Generaci¹n a capacidad m¨xima (GWh)	Energ´a indisponible (GWh)
PM346	66	9.3	10.7	61,389.1	10,063.7
PM042	44	8.5	9.8	56,203.6	7,958.9
PM184	93	7.7	8.8	50,747.5	5,952.1
PM001	55	7.9	9.0	51,813.5	17,223.7
PM220	34	17.3	19.8	113,681.4	9,491.3
PM080	97	10.2	11.7	67,293.8	9,007.1
PM017	240	12.3	14.1	80,759.1	4,087.1
PM privados	170	13.9	16.0	91,592.6	2,199.2

Notas: Total anual. La generación a capacidad máxima se calcula como el número de horas del año por la capacidad máxima (factor de planta igual a 100 %). La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El 26.1 % de la energía indisponible por salidas de UCE que tuvo lugar en el SEN fue reportado por el PM001.
- El 15.3 % de la energía indisponible por salidas de UCE en el SEN provino del PM346.

Gr¨fica 252. Energ´a indisponible por PM y tipo de salida de UCE, 2020



Notas: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Los tipos de salida que provocaron el 42.0 % y el 41.6 % de la energía indisponible del PM001 fueron mantenimientos preventivos y fallas, respectivamente.
- Los mantenimientos preventivos ocasionaron el 48.3 % de la energía indisponible por parte del PM346, mientras que las fallas originaron el 30.7 % de la energía indisponible de este PM.

6.8 GARANTÍA DE SUFICIENCIA DE INGRESOS

El pago de la GSI es una compensación que el CENACE otorga a los PM con la finalidad de garantizar que los Generadores recuperen sus costos cuando éstos exceden sus ingresos por la venta de energía y Servicios Conexos por seguir una instrucción del CENACE.

En esta sección se presenta la evolución de los pagos de la GSI en el MDA y MTR, además de los ingresos de los Generadores, durante el año 2020. Los ingresos se refieren a la cantidad de dinero que perciben los Generadores por la venta de energía y Servicios Conexos (ingresos brutos del mercado), mientras que los pagos corresponden a la cantidad de dinero que reciben los Generadores por GSI. La GSI es la diferencia entre los costos de los Generadores y sus ingresos brutos del mercado.

Las UCE asignadas y despachadas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad del sistema, así como las UCE con costos de arranque altos que suelen mantenerse en Operación aún en los periodos de baja demanda, son elegibles para el pago de la GSI.

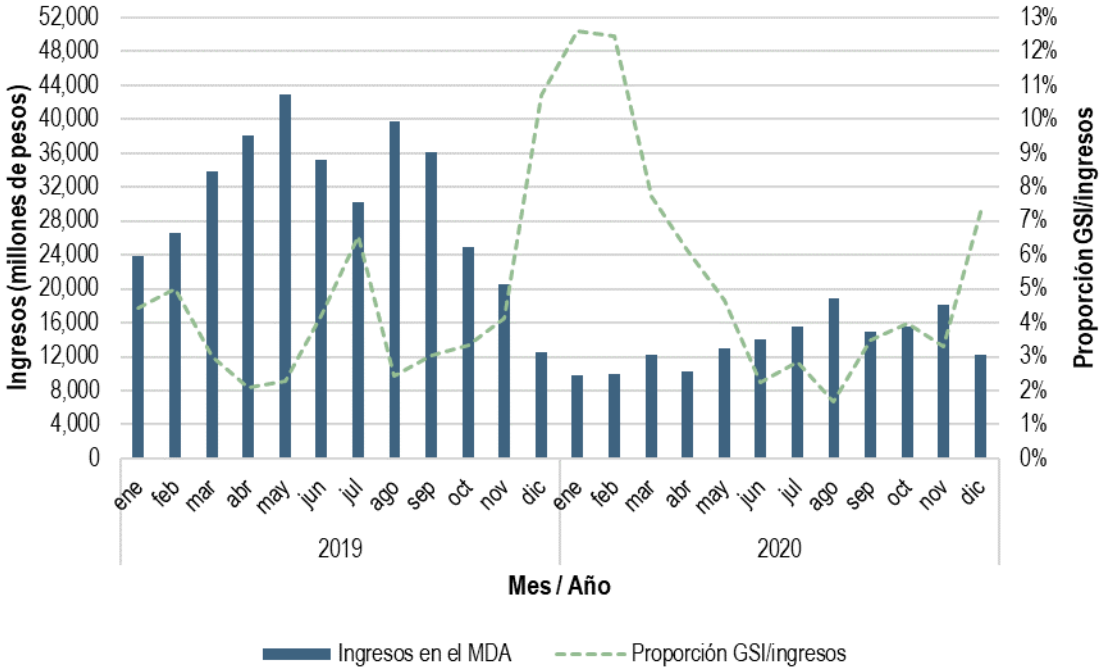
6.8.1 INGRESOS EN EL MDA

Tabla 137. Proporci¹n GSI/ingresos en el MDA del SEN, 2019 y 2020

Sistema Interconectado	Proporci¹n GSI/ingresos (%)	
	2019	2020
SIN	4.3	5.7
BCA	2.8	2.9
BCS	11.4	11.6

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

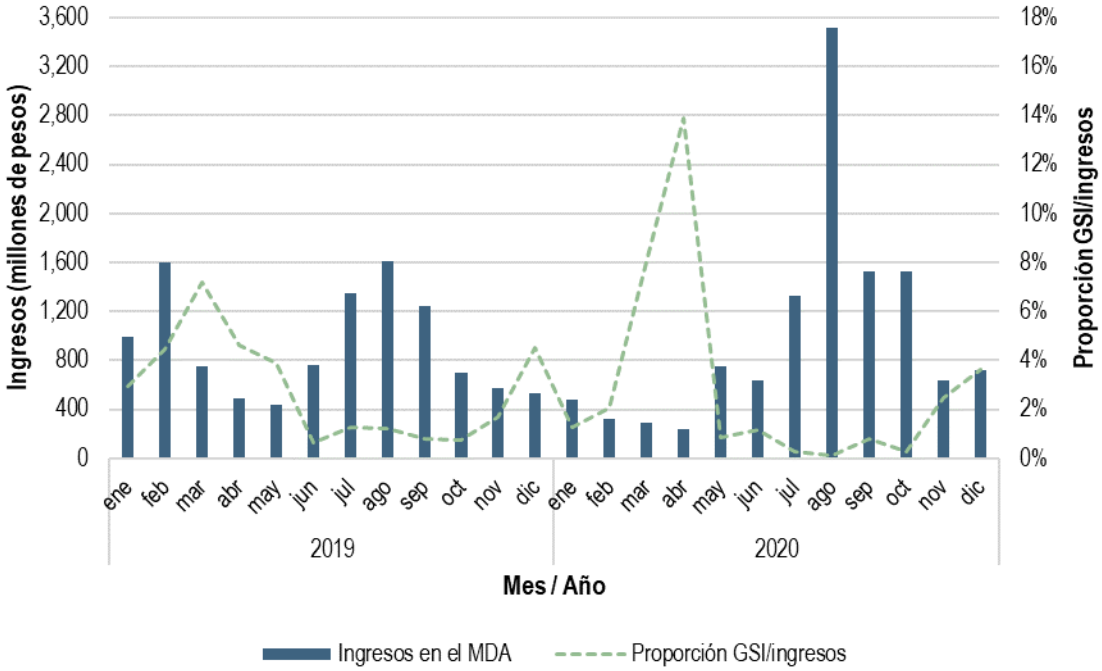
Gr¨fica 253. Ingresos y proporci¹n GSI/ingresos en el MDA del SIN, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El nivel de pago de la GSI y, por lo tanto, la proporción GSI/ingresos cambia entre la temporada de demanda alta y la temporada de demanda baja. El pago de la GSI suele ser mayor en la temporada de demanda baja que en la temporada de demanda alta. Esto se debe a que en la temporada de demanda baja es menos costoso dejar algunas UCE encendidas y operando a potencia mínima, ya sea por Confiablidad y soporte de voltaje, que apagarlas, esperar su tiempo mínimo de paro, encenderlas y sincronizarlas. Las UCE que caen en esta situación son las que reciben más pago de la GSI en la temporada de demanda baja, pues el PML de esta temporada no suele ser suficiente para cubrir sus costos variables. En contraste, el PML tiende a subir en la temporada de demanda alta y, por consecuencia, a ser suficiente para cubrir los costos variables de la mayoría de las UCE, por lo que el pago de la GSI suele disminuir en esta temporada del año.

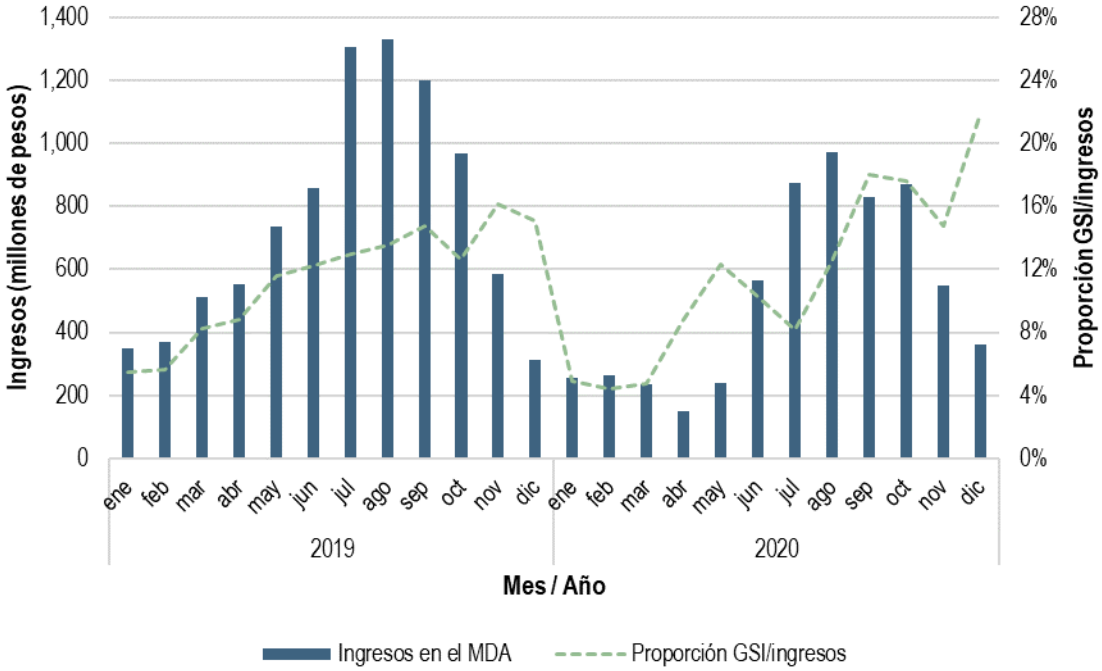
Gr¨fica 254. Ingresos y proporci¹n GSI/ingresos en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La simultaneidad con que se presentaron dos factores ocasionó que la proporción GSI/ingresos creciera en marzo y abril de 2020 en el BCA. En estos dos meses, tuvieron lugar los PML más bajos del BCA de todo el año y el número de UCE asignadas para reservas y Confiabilidad fue de los más elevados, razón por la que el pago de la GSI efectuado a estas UCE subió en este par de meses y, con ello, la proporción GSI/ingresos.

Gr¨fica 255. Ingresos y proporci¹n GSI/ingresos en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El BCS, al ser el sistema más pequeño, muestra patrones diferentes a los del SIN y del BCA. Dada la pequeña dimensión del BCS, los costos de arranque, los tiempos mínimos de operación y paro, así como los LDEMín y los LDEMáx, toman más importancia al momento del despacho, lo que ocasiona que este último resulte menos suavizado o continuo. Esta situación se refleja en una proporción GSI/ingresos más elevada, la cual revela una relación directa con los ingresos por la venta de energía y de Servicios Conexos.

6.8.2 Pago de GSI en el MDA

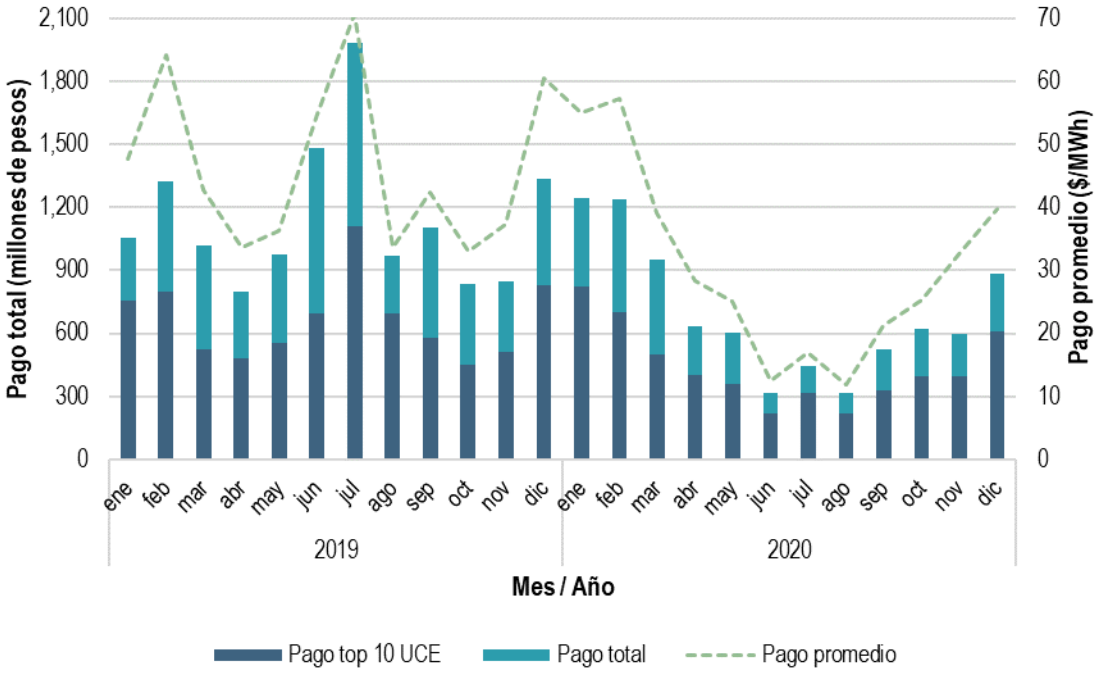
El pago total de la GSI depende de una serie de factores, tales como los PML, los Parámetros de Referencia, los costos ofertados, los índices de precios de combustibles, así como del proceso de liquidación. Dichos factores requieren de actualizaciones, validaciones, correcciones o ajustes continuos, sobre todo el proceso de liquidación, para que en las etapas de reliquidación se haga la comprobación de los registros de medición, con el objetivo de reflejar los datos actualizados y correcciones en los estados de cuenta diarios de los PM. En consecuencia, el aumento o disminución del pago de la GSI se explica por la combinación de los cambios continuos que acontecen en los factores descritos.

El pago promedio de la GSI correspondiente al año 2020 en cada Sistema Interconectado fue: $30.4/MWh en el SIN, $12.4/MWh en el BCA y $293.3/MWh en el BCS (el más alto en el mercado).[253] Los pagos promedio de la GSI efectuados durante 2020 en los tres Sistemas Interconectados fueron menores que aquellos realizados en 2019, los cuales fueron: $46.4/MWh en el SIN, $23.1/MWh en el BCA y $385.4/MWh en el BCS.

[253] Como el BCS es el sistema más pequeño que forma parte del SEN, su despacho depende, en mayor medida, de los costos de arranque, los tiempos mínimos de operación y paro, y de los LDEMín y LDEMáx de las UCE que los despachos del BCA y del SIN. Por ello, el despacho del BCS es menos suavizado, lo cual se refleja en un mayor pago de la GSI.

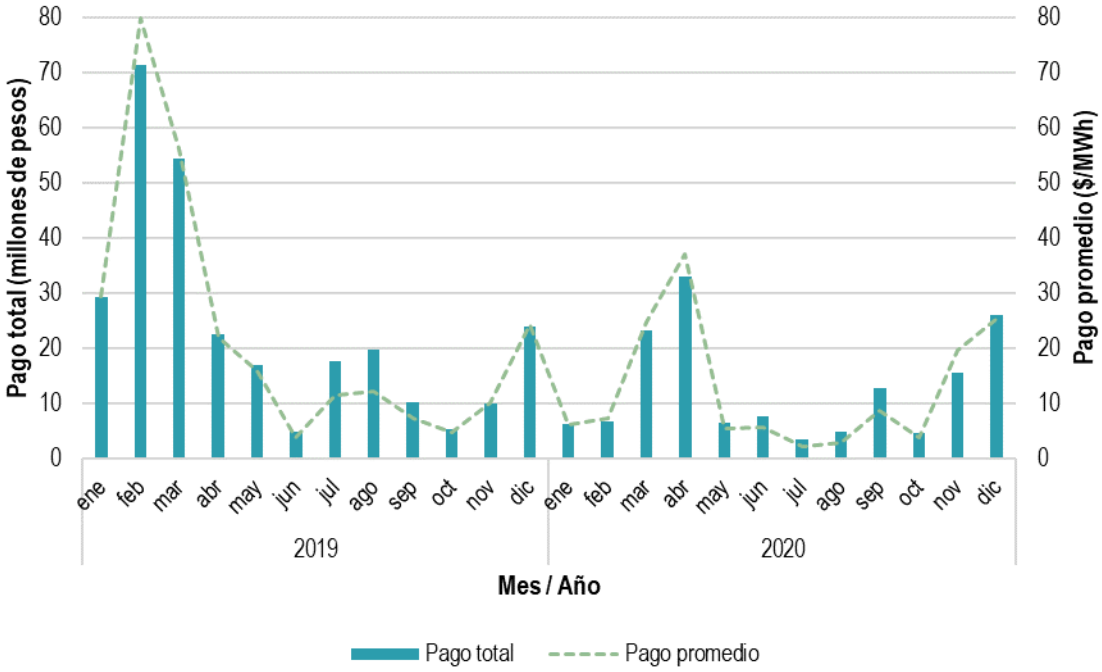
No se presenta un análisis específico de cada gráfica y tabla de las subsecciones siguientes debido a que el pago de la GSI se determina en función de la interacción de diversas variables que evolucionan con el tiempo, lo que impide hacer un análisis puntual de cada gráfica y tabla.

Gr¨fica 256. Pago total, pago de las 10 UCE con mayor pago y pago promedio de la GSI en el MDA del SIN, 2019 y 2020



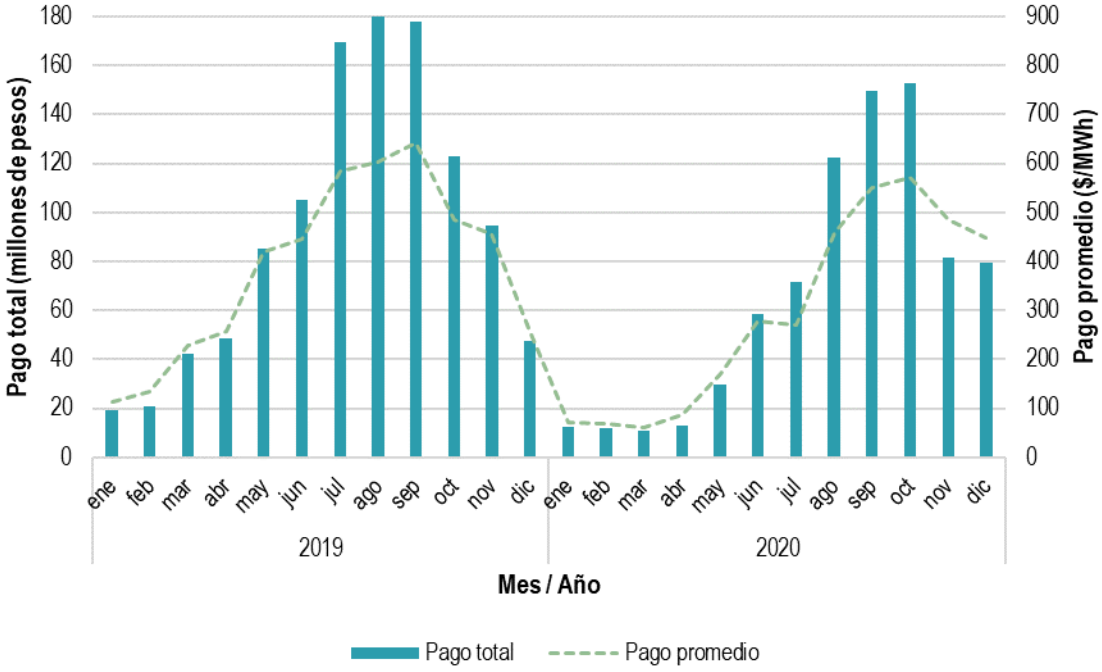
Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 257. Pago total y pago promedio de la GSI en el MDA del BCA, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

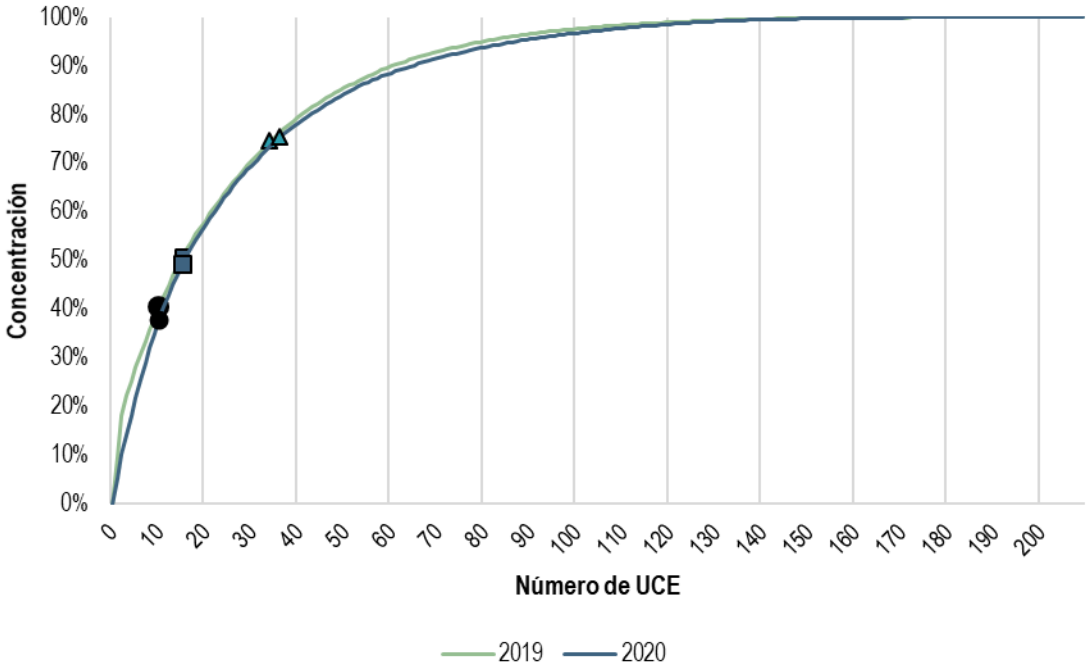
Gr¨fica 258. Pago total y pago promedio de la GSI en el MDA del BCS, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

6.8.3 CONCENTRACIÐN DE LOS PAGOS DE LA GSI EN EL MDA

Gr¨fica 259. Curva de concentraci¹n de los pagos de la GSI entre UCE en el MDA del SEN, 2019 y 2020



Nota: La simbología es la siguiente: los círculos representan la concentración de las 10 UCE con mayores pagos por GSI, los cuadrados indican el 50 % de la concentración de los pagos por este concepto y los triángulos señalan el 75 % de la concentración de estos pagos.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La curva de concentración de los pagos de la GSI en el MDA realizados durante 2020 se desplazó hacia la derecha con respecto a la curva de concentración del año 2019, lo cual representó una menor concentración de los pagos de la GSI en 2020.
- La concentración de los pagos de la GSI que corresponde a las 10 UCE que recibieron más pagos por este concepto disminuyó de 40.4 % a 37.9 % de 2019 a 2020.

Tabla 138. Las 10 UCE con mayor pago total de la GSI y su proporci¹n GSI/ingresos en el MDA del SEN, 2020

GCR	UCE	Pago total de la GSI ($)	Ingresos ($)	Proporci¹n GSI/ingresos (%)	D´as de asignaci¹n por Confiabilidad (%)
OCC	CE391-U6	480,970,636.6	1,340,991,906.6	35.9	88.3
PEN	CE086-U1	460,463,995.8	171,395,564.3	268.7	0.0
NES	CE456-U2	372,964,887.1	347,964,690.3	107.2	52.5
ORI	CE529-U5	367,334,551.2	387,748,196.2	94.7	0.0
OCC	CE391-U1	347,054,298.2	969,144,030.3	35.8	68.9
NES	CE456-U1	341,679,109.2	344,949,186.6	99.1	52.7
NES	CE456-U4	332,543,131.7	267,825,819.2	124.2	44.8
CEN	CE629-U4	290,875,093.7	793,775,456.4	36.6	74.9
CEN	CE629-U2	273,427,819.3	517,770,259.8	52.8	42.9
CEN	CE629-U5	261,707,505.1	472,287,142.5	55.4	43.2

Nota: Total anual.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 139. Las 10 UCE con m¨s d´as de pago de la GSI en el MDA del SEN, 2020

GCR	UCE	D´as en que se recibieron pagos de la GSI	Porcentaje de d´as en el a¸o
BCS	CE029-U4	298	81.4
BCS	CE029-U1	253	69.1
ORI	CE377-U2	250	68.3
BCS	CE029-U6	233	63.7
PEN	CE502-U2	222	60.7
CEN	CE670-U4	211	57.7
CEN	CE354-U1	210	57.4
OCC	CE391-U6	200	54.6
CEN	CE629-U7	187	51.1
CEN	CE629-U5	182	49.7

Nota: Total anual.

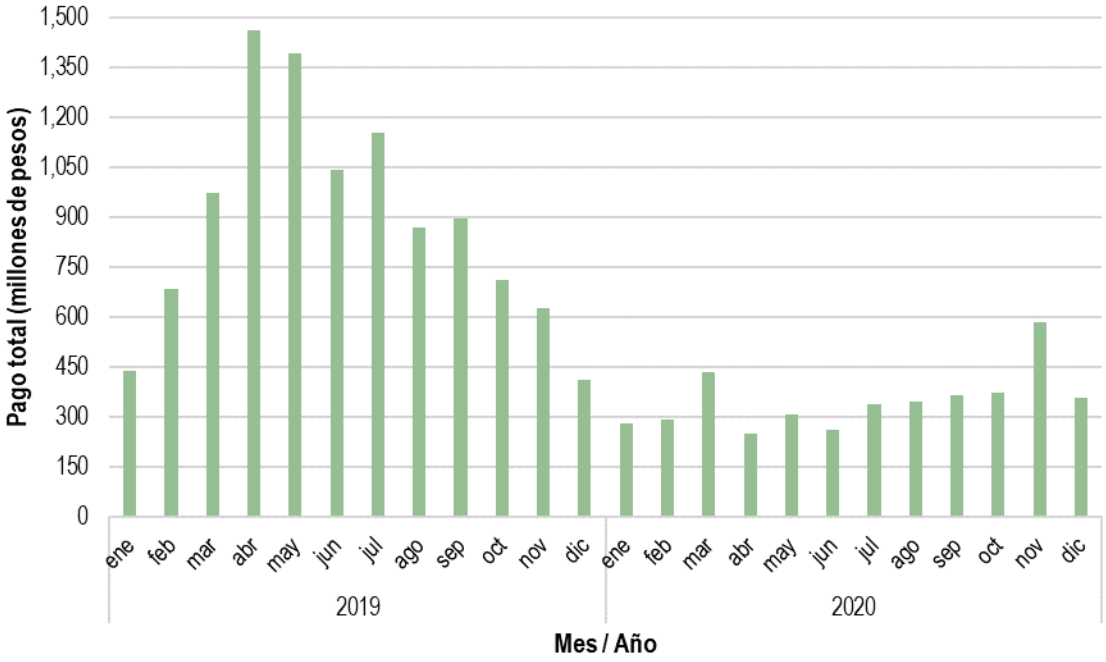
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Tres de las 10 UCE que concentraron el 37.9 % de los pagos de la GSI en el MDA a lo largo de 2020 se localizan en la GCR NES. Estas tres UCE acumularon el 11.2 % de los pagos de la GSI realizados en este año.
- La UCE CE029-U4 recibió pagos por GSI en 81.4 % de los días del año y el pago por GSI que esta UCE obtuvo equivalió al 69.1 % de sus ingresos por venta de energía y Servicios Conexos.

6.8.4 PAGO DE LA GSI EN EL MTR

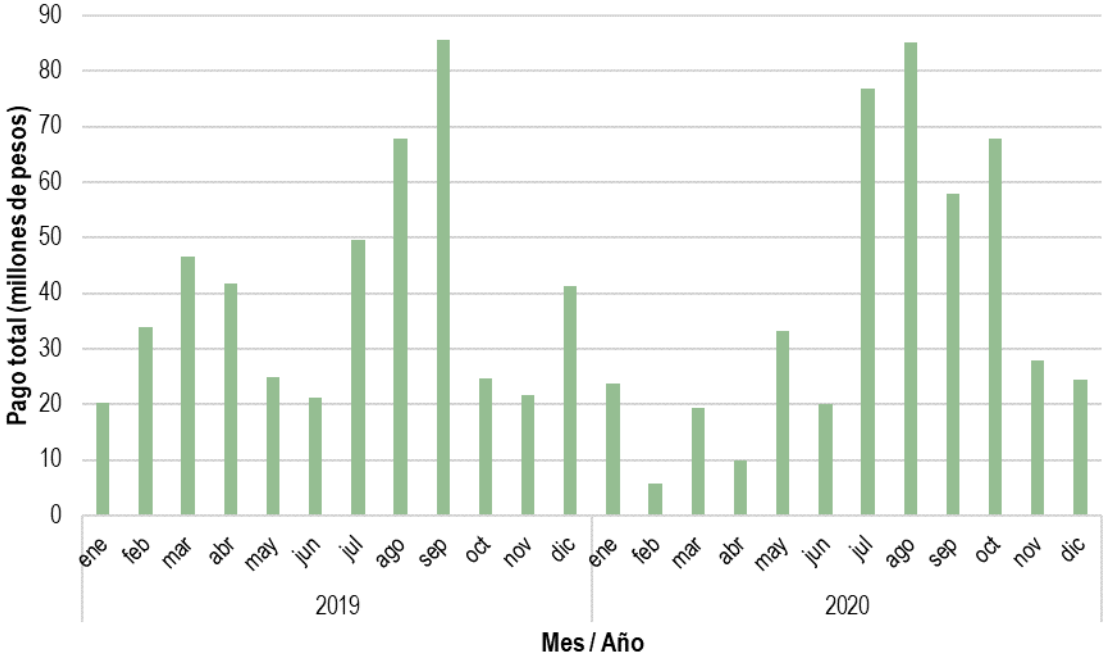
Los pagos de la GSI en el MTR anteriores a 2018 se realizaron solamente a solicitud de los PM. Estos pagos representaron las desviaciones en el pronóstico del MDA que se pagaron al precio del MTR, por lo que fueron distintos a los ingresos del MDA y no se emplearon como base de comparación.

Gr¨fica 260. Pago mensual total de la GSI en el MTR del SIN, 2019 y 2020



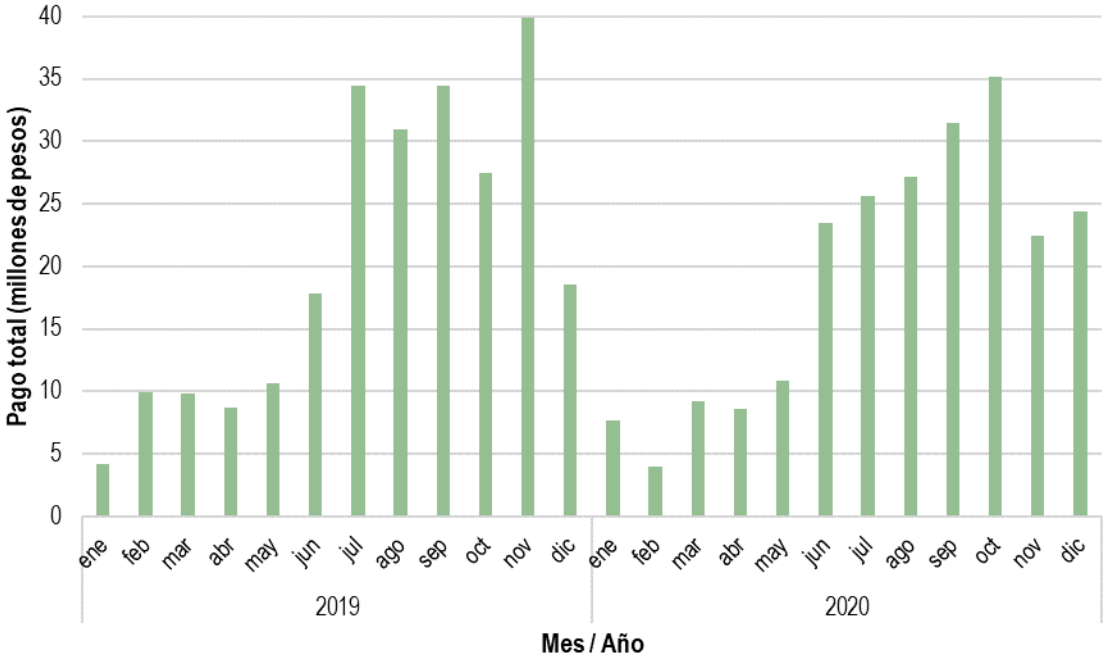
Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 261. Pago mensual total de la GSI en el MTR del BCA, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

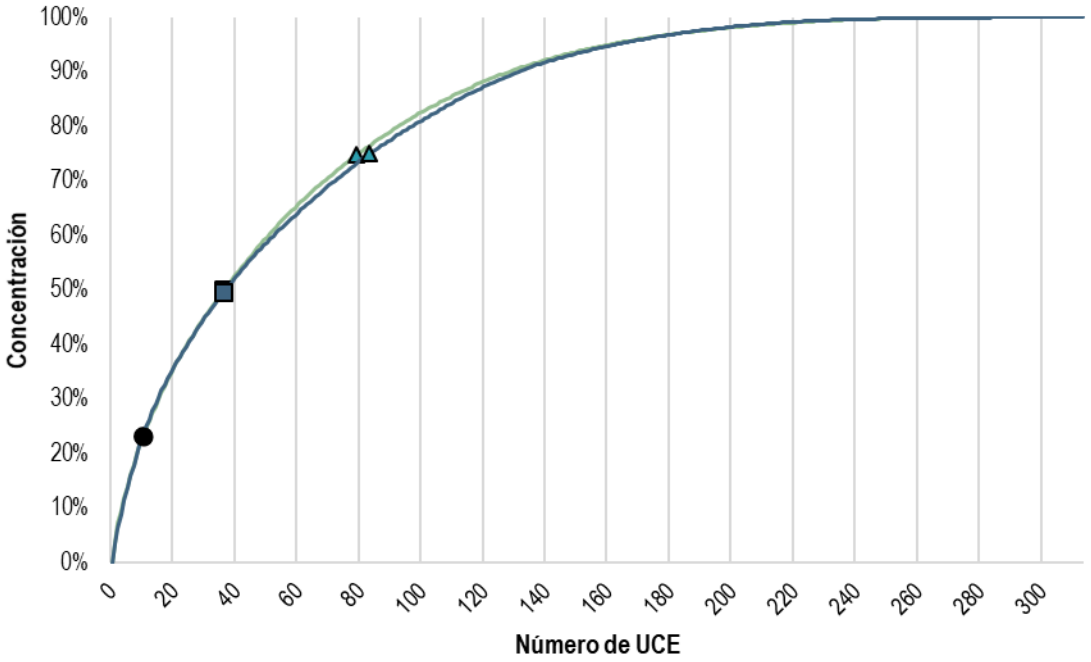
Gr¨fica 262. Pago mensual total de la GSI en el MTR del BCS, 2019 y 2020



Nota: Evolución mensual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

6.8.5 CONCENTRACIÐN DE LOS PAGOS DE LA GSI EN EL MTR

Gr¨fica 263. Curva de concentraci¹n de los pagos de la GSI entre UCE en el MTR del SEN, 2019 y 2020



Nota: La simbología es la siguiente: los círculos representan la concentración de las 10 UCE con mayores pagos por GSI, los cuadrados indican el 50 % de la concentración de los pagos por este concepto y los triángulos señalan el 75 % de la concentración de estos pagos.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- La concentración de los pagos de la GSI en el MTR que corresponde a las 10 UCE que recibieron más pagos por este concepto aumentó de 23.2 % a 23.3 % de 2019 a 2020.

Tabla 140. Las 10 UCE con mayor pago total de la GSI y su participaci¹n en el total del pago de la GSI en el MTR del SEN, 2020

GCR	UCE	Pago total de la GSI en el MTR ($)	Participaci¹n en el pago total de la GSI en el MTR (%)
PEN	CE086-U1	128,443,041.3	2.6
BCA	CE024-U2	87,709,375.6	1.8
PEN	CE132U1	169,744,072.5	3.5
PEN	CE502-U3	98,231,986.8	2.0
PEN	CE502-U2	123,862,889.7	2.5
PEN	CE502-U1	85,932,145.5	1.8
PEN	CE682-U3	113,280,383.8	2.3
ORI	CE529-U5	102,547,488.1	2.1
NOR	CE471-U1	132,617,511.3	2.7
PEN	CE277-U3	91,738,586.5	1.9

Nota: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 141. Las 10 UCE con m¨s d´as de pago de la GSI en el MTR del SEN, 2020

GCR	UCE	D´as en que se recibieron pagos de la GSI	Porcentaje de d´as en el a¸o
NOR	CE435-U2	318	86.9
NTE	CE446-U1	312	85.2
NOR	CE471-U1	311	85.0
NTE	CE061-U1	288	78.7
BCA	CE346-U4	269	73.5
NES	CE497-U1	263	71.9
BCA	CE365-U4	261	71.3
PEN	CE502-U2	257	70.2
NES	CE303-U1	252	68.9
NES	CE157-U2	249	68.0

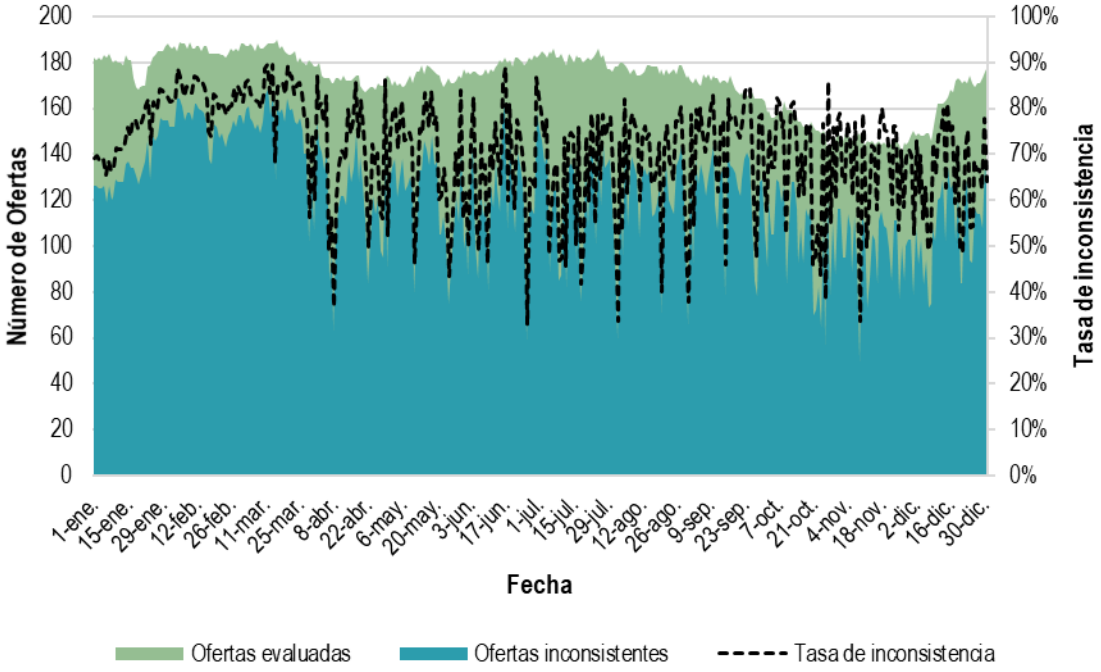
Nota: Total anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Siete de las 10 UCE que concentraron el 23.3 % de los pagos de la GSI en el MTR durante 2020 forman parte de GCR PEN. Estas siete UCE reunieron el 16.7 % de los pagos de la GSI realizados en el MTR durante 2020.

6.9 EVALUACIÐN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PM A TRAV¤S DE SUS OFERTAS

6.9.1 RECHAZO DE OFERTAS DE VENTA

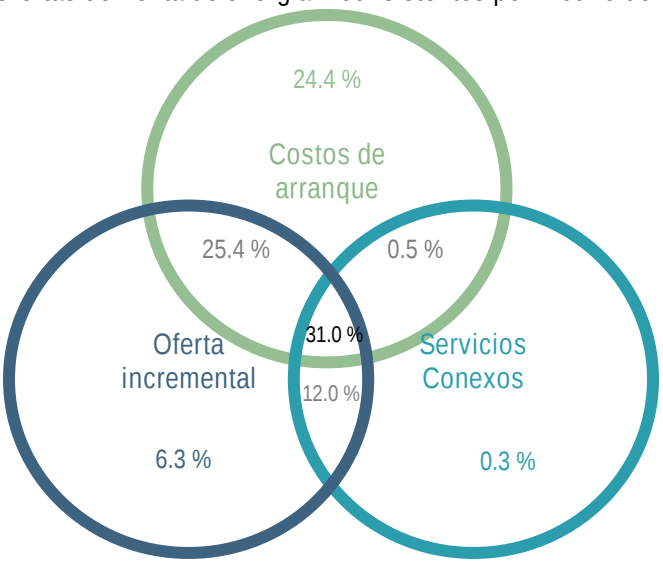
Gr¨fica 264. Ofertas evaluadas, Ofertas inconsistentes y tasa de inconsistencia, 2020



Notas: Evolución diaria. Las Ofertas inconsistentes comprenden las Ofertas de Venta de energía cuyos costos presentados fueron sustituidos en la Evaluación de Consistencia de Ofertas por los Precios de Referencia calculados por el CENACE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CENACE.

- Se presentaron, en promedio, 651 Ofertas de Venta de energía diariamente durante 2020. El 50.0 % de ellas provino de Ofertas de Venta TE, el 9.7 % de UCE con tecnología HI, el 9.9 % de centrales RN y el 30.4 % restante fueron Ofertas de Venta NP.
- En promedio, 172 de las 325 Ofertas de Venta TE que se presentaron diariamente contaron con estatus económico a evaluar y todas ellas fueron evaluadas. El 73.1 % de las Ofertas de Venta evaluadas fueron inconsistentes.

Gr¨fica 265. Ofertas de Venta de energ´a inconsistentes por motivo de rechazo, 2020

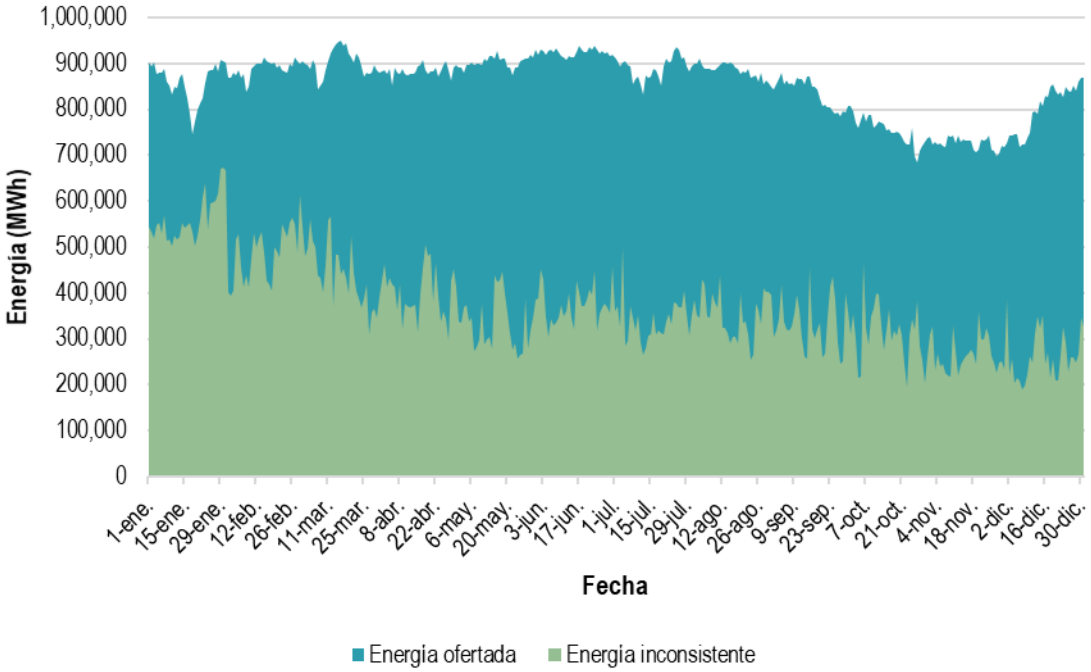


Notas: Total anual. Las Ofertas inconsistentes comprenden a las Ofertas de Venta de energía cuyos costos presentados fueron sustituidos en la Evaluación de Consistencia de Ofertas por los Precios de Referencia calculados por el CENACE. Las Ofertas de Venta de energía eléctrica pueden ser consideradas como inconsistentes (rechazadas) por tres motivos: 1) costos de arranque, 2) Servicios Conexos y 3) oferta incremental. Los motivos de rechazo de las Ofertas de Venta se pueden presentar de forma individual o simultánea. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El incumplimiento de costos de arranque fue la principal razón de los rechazos de las Ofertas de Venta, pues esta causa estuvo involucrada en el 81.3 % de los rechazos. Se incumple con los costos de arranque cuando los costos de los combustibles en las Ofertas de Venta son mayores a los precios de referencia.
- El 31.0 % de las Ofertas de Venta inconsistentes incumplieron simultáneamente con costos de arranque, disponibilidad de Servicios Conexos y oferta incremental.

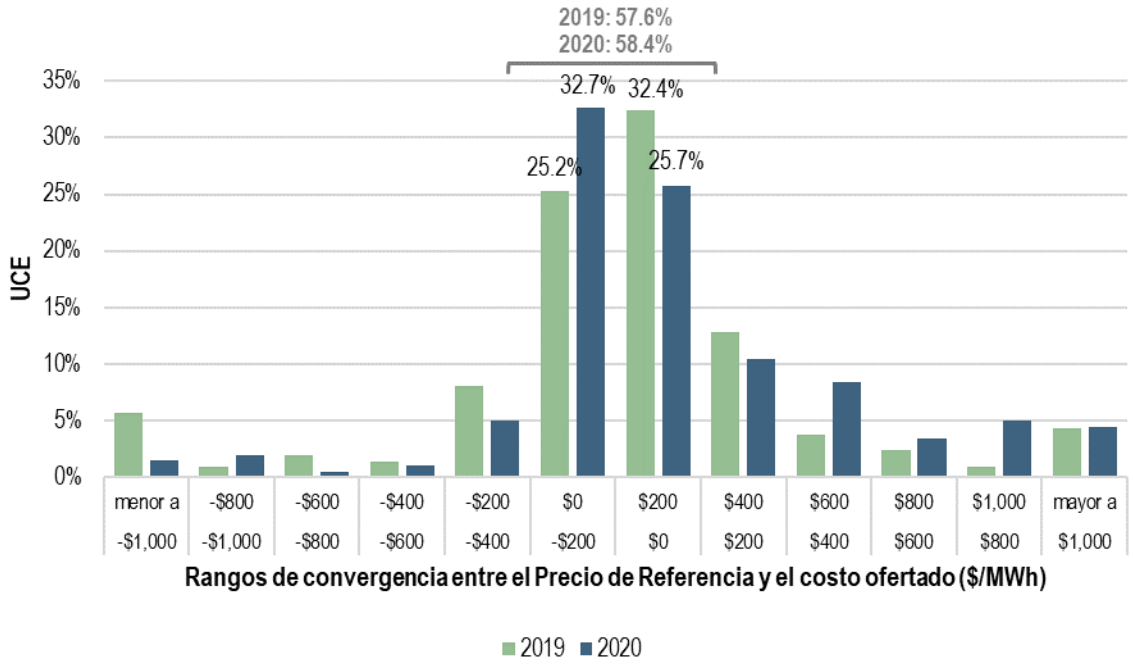
6.9.2 OFERTAS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MDA

Gr¨fica 266. Energ´a ofertada e inconsistente en el MDA del SEN, 2020



Notas: Evolución diaria. La energía inconsistente es aquella cuyos costos presentados fueron sustituidos en la Evaluación de Consistencia de Ofertas por los Precios de Referencia calculados por el CENACE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 267. Distribuci¹n de las UCE por rango de convergencia entre el Precio de Referencia y su costo ofertado en el MDA del SEN, 2019 y 2020



Nota: Distribución anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El 58.4 % de las UCE ofertó costos cuyas diferencias con respecto al Precio de Referencia de la oferta incremental se ubicaron en un rango de -$200/MWh a $200/MWh a lo largo de 2020. En el otro extremo, el 1.5 % de las UCE presentó costos $1,000/MWh por debajo del Precio de Referencia y el 4.5 % de las UCE ofertó costos $1,000/MWh por arriba del Precio de Referencia.

Tabla 142. Costo ofertado promedio y Precio de Referencia promedio por tipo de combustible en el SEN, 2020

Tipo de combustible	Costo ofertado ($/MWh)	Precio de Referencia ($/MWh)
Diésel	5,862.5	5,245.8
Combustóleo	1,629.7	1,484.0
Mezclas con combustóleo y diésel	1,391.5	1,561.0
Carbón	957.6	962.0
GN	587.4	592.0

Notas: Promedio anual. Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad; esta categoría está registrada ante el CENACE.
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CENACE.

Tabla 143. Energ´a ofertada por tipo de combustible en cada Sistema Interconectado, 2020

Tipo de combustible	Energ´a ofertada (MWh)		
	SIN	BCA	BCS
Diésel	8,839,599.1	696,840.8	2,018,730.2
Combustóleo	27,087,222.1	0.0	2,005,394.6
Mezclas con combustóleo y diésel	25,090,976.2	0.0	567,596.0
Carbón	31,604,741.5	0.0	0.0
GN	189,998,142.2	17,221,344.5	0.0
Total	282,620,681.1	17,918,185.4	4,591,720.8

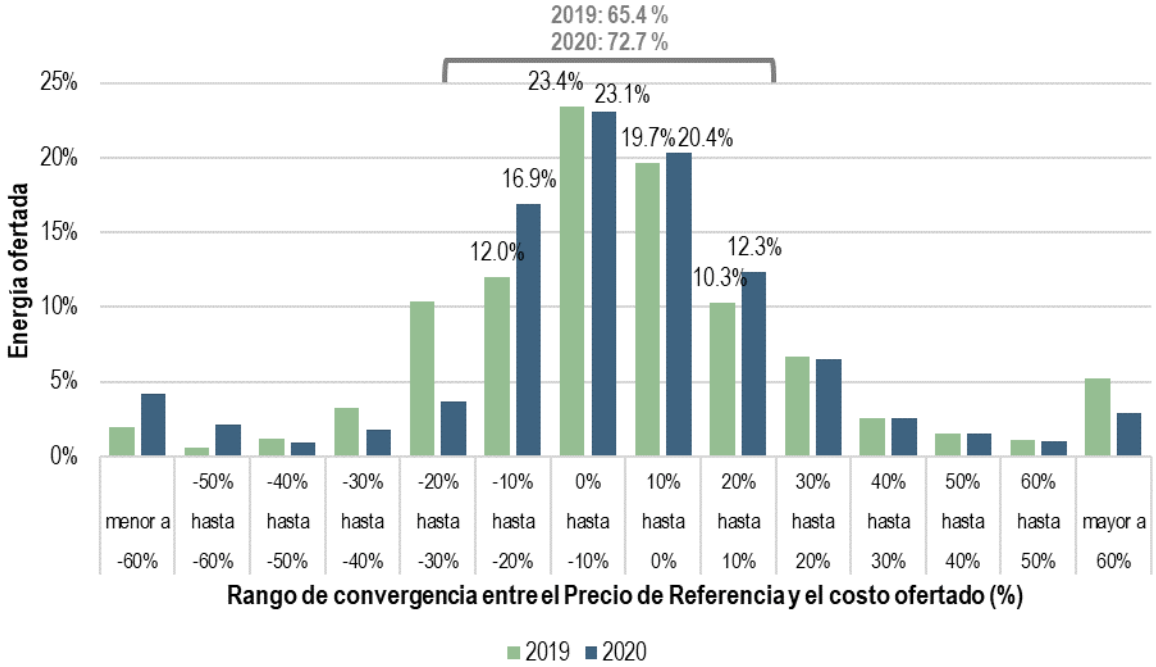
Notas: Total anual. Se indica “Mezclas” cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad; esta categoría está registrada ante el CENACE. Se excluye a las importaciones debido a que se desconoce el combustible con que ofertan.
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CENACE.

Tabla 144. Participaci¹n de la energ´a ofertada por tipo de combustible en cada Sistema Interconectado, 2020

Tipo de combustible	Participaci¹n de la energ´a ofertada (%)		
	SIN	BCA	BCS
Diésel	3.1	3.9	44.0
Combustóleo	9.6	0.0	43.7
Mezclas con combustóleo y diésel	8.9	0.0	12.4
Carbón	11.2	0.0	0.0
GN	67.2	96.1	0.0

Notas: Distribución anual. Se indica “Mezclas” cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad; esta categoría está registrada ante el CENACE. Se excluye a las importaciones debido a que se desconoce el combustible con que ofertan. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CENACE.

Gr¨fica 268. Distribuci¹n de la energ´a ofertada por rango de convergencia entre el Precio de Referencia y el costo ofertado en el MDA del SEN, 2019 y 2020



Nota: Distribución anual.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- En promedio, la diferencia entre el costo ofertado y el Precio de Referencia de 2019 fue de $15.3/MWh. Esta brecha creció a $155.0/MWh en 2020. El aumento de la brecha entre el Precio de Referencia y el costo ofertado por los PM se debe a dos factores, principalmente: (i) las variaciones de los precios de los combustibles, las cuales afectan los costos ofertados por los PM; y (ii) el tiempo que toma ajustar o cambiar los parámetros registrados ante el CENACE.

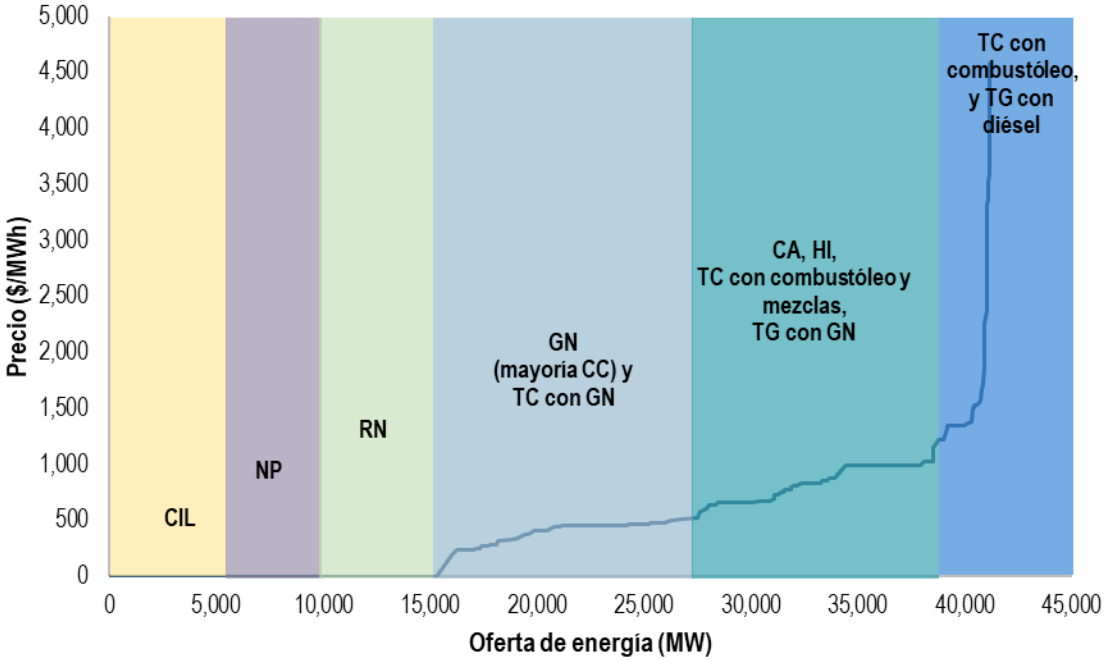
6.9.3 UNIDADES MARGINALES

Tabla 145. Precio promedio por tecnolog´a y combustible de las UCE marginales en el MDA del SEN, 2020

Tipo de tecnolog´a y combustible	Precio promedio ($/MWh)
TG – Diésel	3,615.8
TG - Mezclas	3,106.9
CC - Diésel	2,586.6
CI - Mezclas	1,446.7
CI - Combustóleo	1,164.2
TC - Combustóleo	1,148.8
HI	1,119.6
CA - Carbón	810.5
TC - Mezclas	796.7
TG – GN	690.3
TC – GN	581.7
CC – GN	399.2
CC - Mezclas	364.0
CI - GN	326.9
EO	0.0
FV	0.0

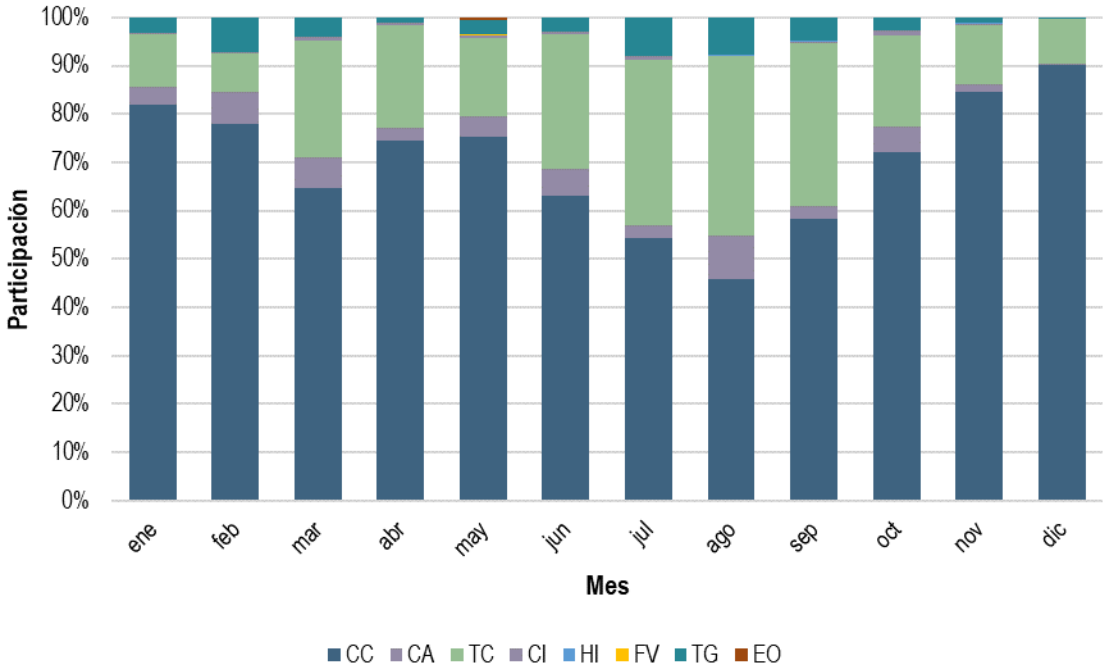
Notas: Promedio anual. Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad; esta categoría está registrada ante el CENACE. Se presenta el Costo de Oportunidad promedio en lugar del precio promedio en caso de la generación HI.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 269. Curva de m°rito de Ofertas de Venta de energ´a en el MDA, 2020



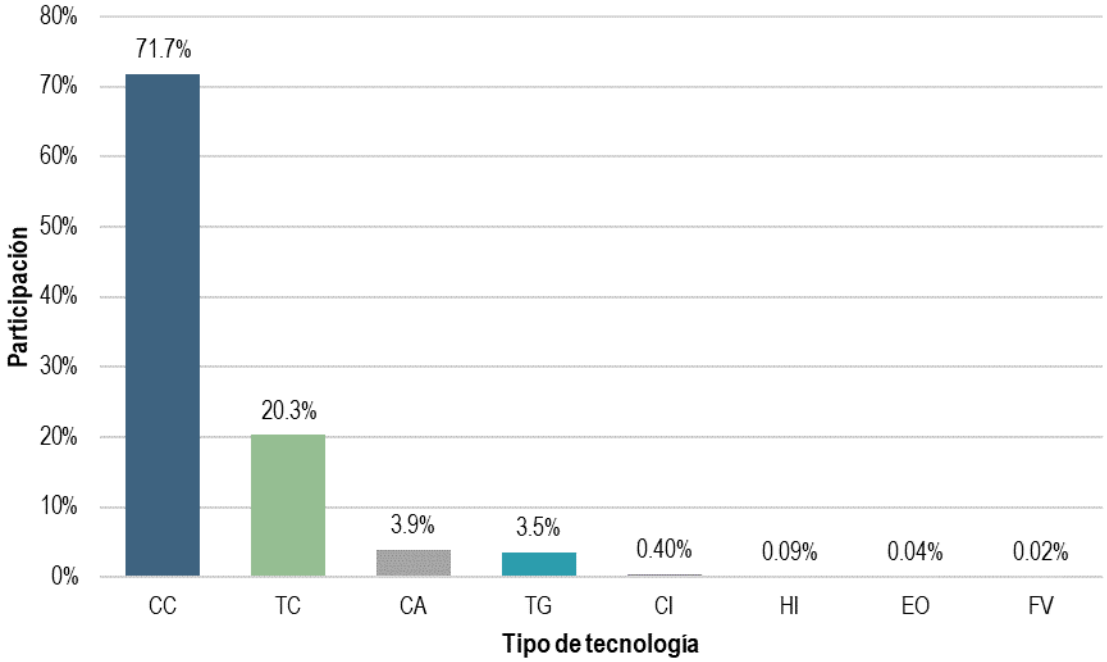
Nota: Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad; esta categoría está registrada ante el CENACE. La oferta proveniente de las UCE HI se coloca en la curva de mérito en el lugar que le correspondería si su Costo de Oportunidad se tomara como un costo de producción de una unidad con Oferta de Venta TE; sin embargo, la asignación del recurso hídrico no se optimiza de forma económica.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 270. Participaci¹n mensual de las UCE marginales por tipo de tecnolog´a en el MDA del SIN, 2020



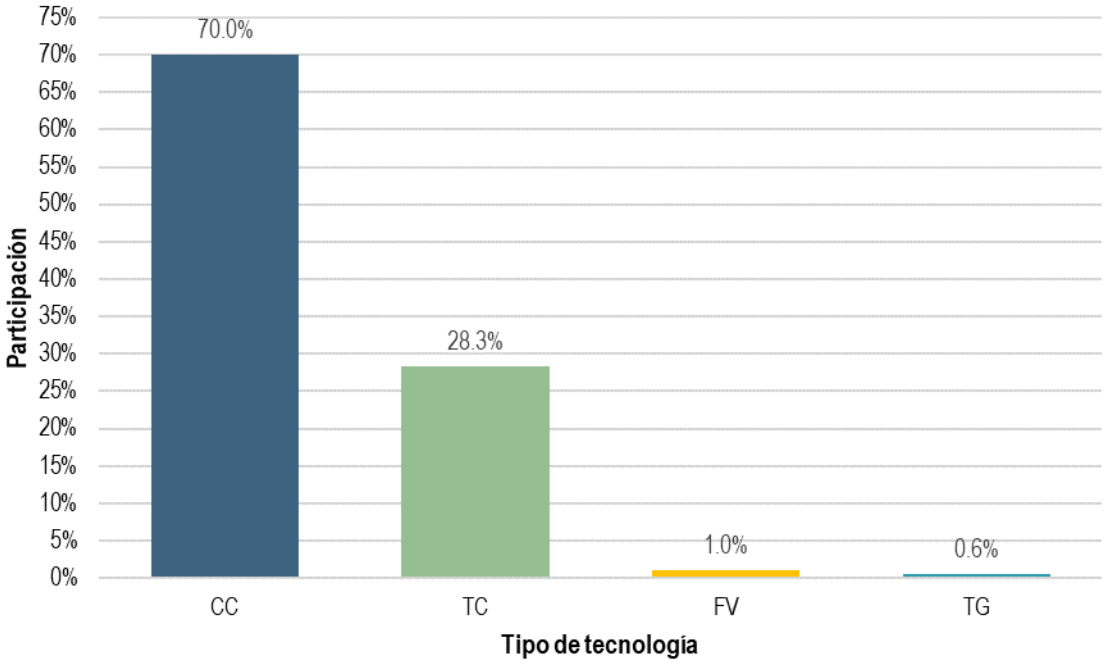
Notas: Distribución mensual. Se excluyeron las importaciones.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 271. Participaci¹n de las UCE marginales por tipo de tecnolog´a en el MDA del SIN, 2020



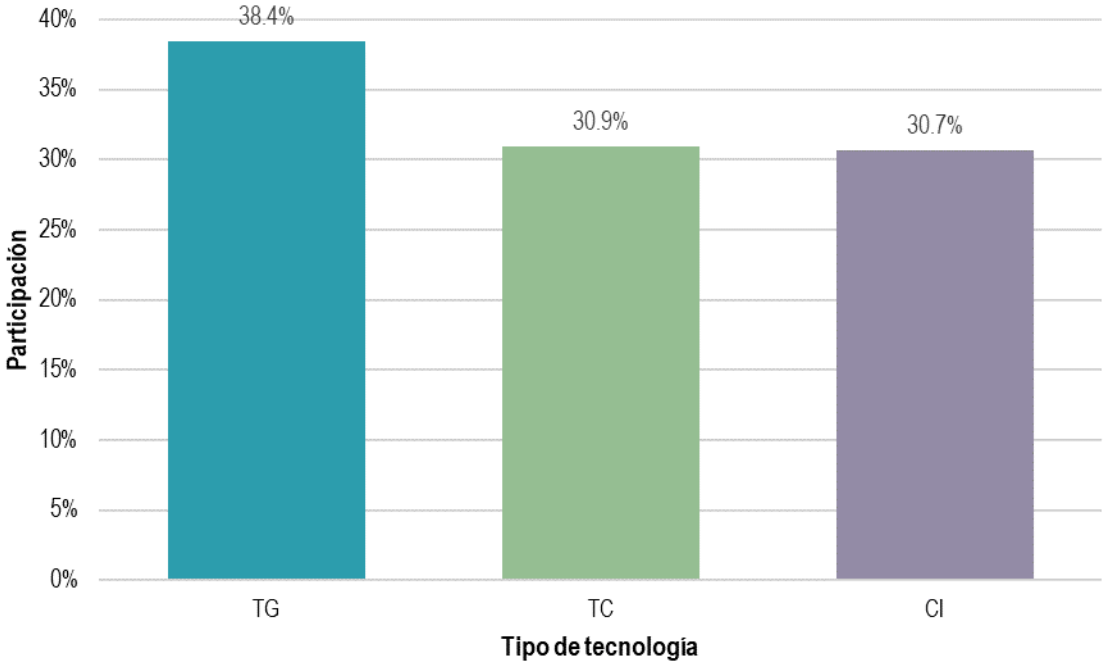
Notas: Distribución anual. Se excluyeron las importaciones. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 272. Participaci¹n de las UCE marginales por tipo de tecnolog´a en el MDA del BCA, 2020



Notas: Distribución anual. Se excluyeron las importaciones. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

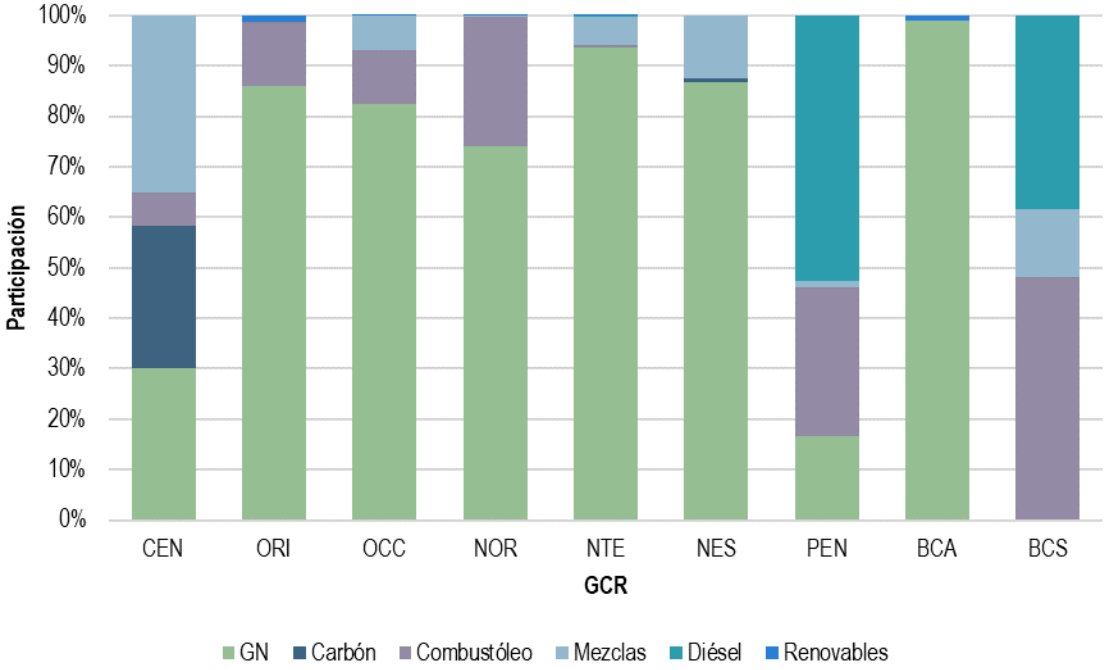
Gr¨fica 273. Participaci¹n de las UCE marginales por tipo de tecnolog´a en el MDA del BCS, 2020



Notas: Distribución anual. La suma de los porcentajes puede no resultar igual a 100 % debido al redondeo de cifras.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Durante 2020 en el SIN, las UCE HI y EO marginaron en 63 y 27 horas, cada una; mientras que las UCE FV marginaron en 15 horas. Las UCE FV pueden despacharse por debajo de su monto pronosticado en el MDA y marginar en el sistema, con base en su Oferta de Venta de $0.0/MWh, cuando se presentan condiciones de baja demanda o excedentes de energía y, en consecuencia, ocurren restricciones en la red eléctrica.
- En el BCA, las UCE FV y TG marginaron en 72 horas y 44 horas, respectivamente, en 2020. Las UCE FV marginaron cuando el costo del último MW suministrado al sistema fue cero, lo que se reflejó en un PML igual a cero en los NodosP asociados a dichas UCE marginales.

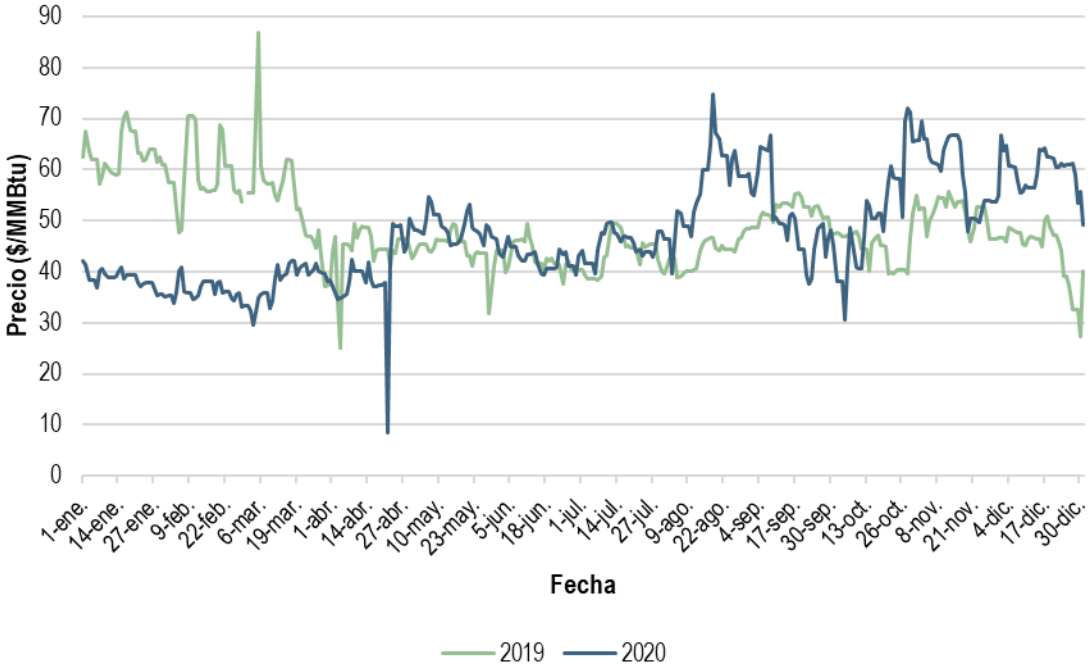
Gr¨fica 274. Participaci¹n de las UCE marginales por tipo de combustible en el MDA por GCR, 2020



Notas: Distribución anual. Se indica "Mezclas" cuando una UCE emplea dos o más combustibles para la generación de electricidad, esta categoría está registrada ante el CENACE. Renovable incorpora las UCE HI, FV y EO. Se excluyen las importaciones porque se desconoce el tipo de combustible con que ofertan.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

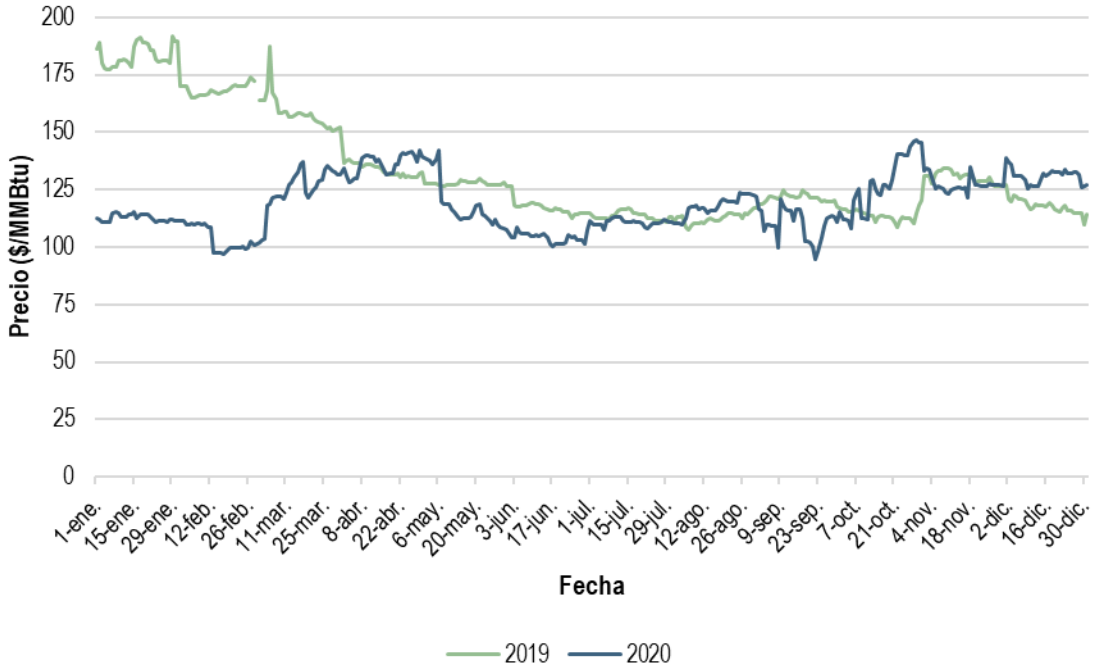
6.10 ANÊLISIS DE COMBUSTIBLES

Gr¨fica 275. Precio promedio diario del GN empleado para la generaci¹n de energ´a, 2019 y 2020



Notas: Evolución diaria. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. El precio promedio del GN representa el índice del precio del combustible (costo del combustible y el costo variable de transporte), de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Gr¨fica 276. Precio promedio diario del GNL empleado para la generaci¹n de energ´a, 2019 y 2020



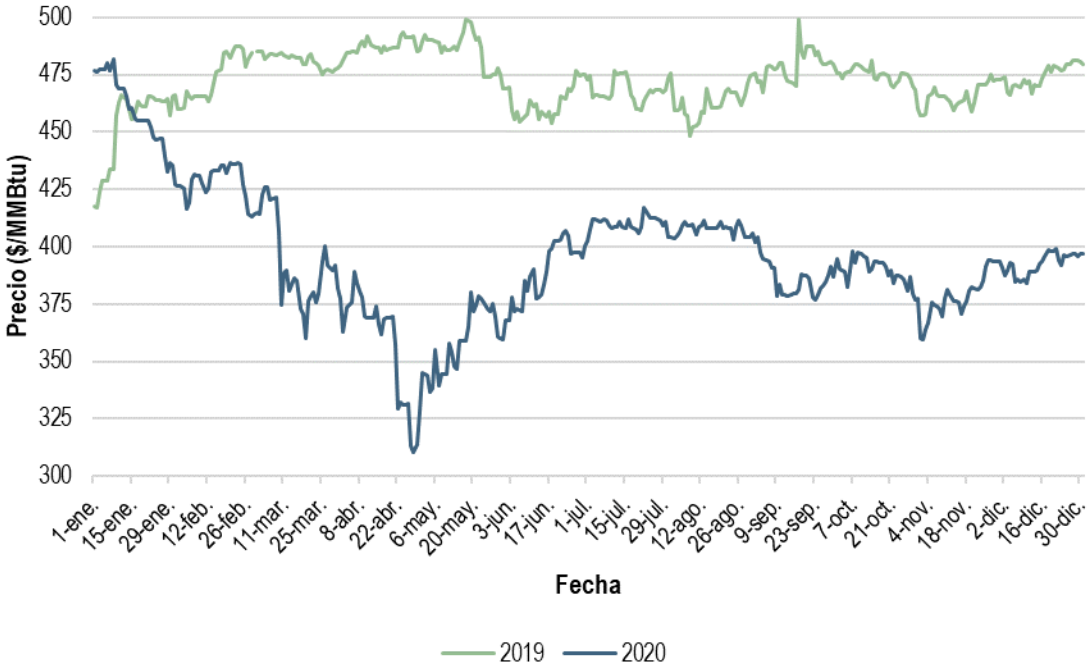
Notas: Evolución diaria. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. El precio promedio del GNL representa el índice del precio del combustible (costo del combustible y el costo variable de transporte), de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- En 2020, los precios promedio del GN (ver Gráfica 275) y del GNL (ver Gráfica 276) decrecieron 3.2 % y 10.7 %, respectivamente, con respecto a 2019. El precio promedio del GN disminuyó de $48.8/MMBtu a $47.2/MMBtu, mientras que el del GNL se contrajo de $133.1/MMBtu a $118.9/MMBtu.
- El precio del GN cayó 20.5 % en el primer semestre de 2020 ($40.7/MMBtu) con relación a lo observado en la primera mitad de 2019 ($51.2/MMBtu) puesto que hubo un excedente de producción de GN en EUA como consecuencia del freno a la actividad económica propiciado por la pandemia COVID-19. No obstante, el consumo de este combustible para la generación de energía eléctrica alcanzó un máximo histórico en la segunda mitad de 2020 (2.0 % más alto que en 2019) en EUA, ya que se registraron temperaturas récord durante el verano.[254] Lo anterior ocasión que el precio del GN en el segundo semestre de 2020 ($53.8/MMBtu) creciera 15.7 % con respecto al mismo periodo de 2019 ($46.5/MMBtu). El efecto del precio del GN en EUA sobre el precio de este combustible en México se debe a que: (i) el precio del GN en México se calcula con base en el precio de EUA y (ii) México importa GN de ese país.
- El precio del GNL también disminuyó 21.1 % en la primera mitad de 2020 ($116.9/MMBtu) con respecto a 2019 ($148.2/MMBtu) por las mismas causas que llevaron a la caída del precio del GN. Asimismo, el precio del GNL se recuperó en la segunda mitad de 2020, aunque en menor medida que el GN, al crecer 2.2 % con respecto al precio promedio registrado en el segundo semestre de 2019. El incremento del precio del GNL

[254] *U.S. Energy Information Administration (2020). In 2020, U.S. natural gas prices were the lowest in decades*. Recuperado de: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46376

fue menor que el del GN debido a que durante la temporada de huracanes (segundo semestre de año) varias instalaciones de GNL en EUA fueron afectadas, lo cual disminuyó las exportaciones del combustible.[255]

Gr¨fica 277. Precio promedio diario del di°sel empleado para la generaci¹n de energ´a, 2019 y 2020



Notas: Evolución diaria. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. El precio promedio del diésel representa el índice del precio del combustible (costo del combustible y el costo variable de transporte), de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El precio promedio del diésel disminuyó 16.2 % en 2020 ($395.8/MMBtu) con respecto a 2019 ($472.5/MMBtu), como resultado de la caída del precio del petróleo, la cual se debió a la reducción de la actividad económica provocada por las medidas de confinamiento ante la pandemia COVID-19. El precio promedio del West Texas Intermediate (WTI) decreció 31.2 % en 2020 (USD$39.2 por barril) con relación al precio registrado en 2019 (USD$57.0 por barril). El precio promedio de la mezcla mexicana de petróleo disminuyó 36.4 %, al bajar de USD$56.1 a USD$35.7 por barril, de un año al otro.

[255] *U.S. Energy Information Administration (2020). In 2020, After hurricane Laura, Cameron LNG remains offline, but Sabine Pass exports resume as prices were the lowest in decades*. Recuperado de: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2020/10_01/

Gr¨fica 278. Precio promedio diario del combust¹leo empleado para la generaci¹n de energ´a, 2019 y 2020

Notas: Evolución diaria. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. El precio promedio del combustóleo representa el índice del precio del combustible (costo del combustible y el costo variable de transporte), de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El precio promedio del combustóleo durante 2020 ($111.0/MMBtu) decreció 27.4 % con relación al precio promedio registrado en 2019 ($153.0/MMBtu). La contracción de 50.3 % del precio del combustóleo del primer semestre de 2020 ($92.5/MMBtu) en comparación con el primer semestre de 2019 ($186.0/MMBtu) fue motivada por el impacto que tuvo la implementación de la Regla 14 del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL),[256] la cual prohíbe que los buques utilicen combustibles con un contenido mayor o igual a 0.5 % de azufre,[257] como es el caso del combustóleo. Esta situación, aunada a la desaceleración económica por la emergencia sanitaria, mantuvo el precio del combustóleo en este semestre por debajo del observado el año previo. Sin embargo, el precio promedio de este combustible subió en la segunda mitad de 2020 ($129.3/MMBtu) por el incremento de la demanda de combustóleo en EUA, con lo cual excedió en 7.4 % al precio promedio registrado en el segundo semestre de 2019 ($120.4/MMBtu). El incremento de la demanda de combustóleo originario de EUA provocó que el precio de este combustible subiera tanto en dicho país como en México, ya que el precio del combustóleo en México se determina en función del precio de este combustible en EUA. La demanda de combustóleo estadounidense aumentó por dos factores: (i) EUA inició la transición hacia un combustóleo ligero (con contenido menor a 0.5 % de azufre) desde inicios de 2020, [258] con lo que se elevó el uso y transporte de este combustible dentro del marco de la regla 14 del convenio MARPOL; y (ii) creció la demanda de transporte marítimo, el cual emplea combustóleo,

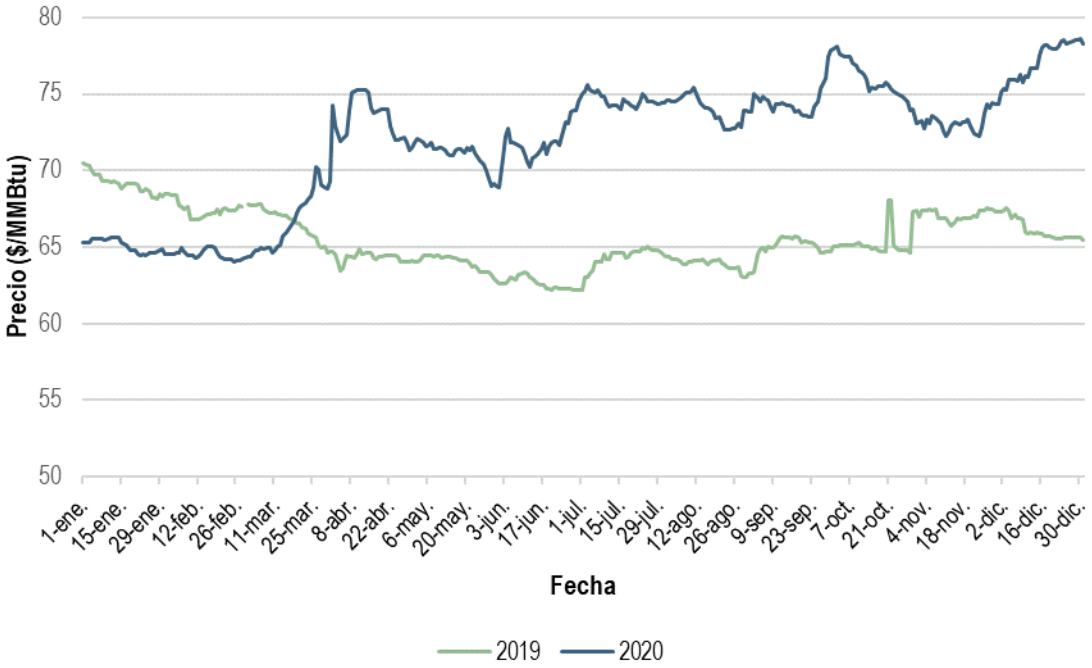
[256] *Organización Marítima Internacional (2019). Convenio MARPOL Edición Refundida de 2017 – Suplemento Febrero de 2019.* Recuperado de: http://www.imo.org/en/Publications/Documents/Supplements%20and%20CDs/Spanish/QQE520S_022019.pdf

[257] *Ship & Bunker (2020) Expected Pricing and Economic Impacts of the IMO 2020 Rule.* Recuperado de https://shipandbunker.com/news/features/industry-insight/215771-expected-pricing-and-economic-impacts-of-the-imo-2020-rule

[258] *Bunkerworld (2020). Americas bunker market adapting well to IMO 2020; COVID-19 still a factor: conference.* Disponible en: https://www.bunkerworld.com/news/insight/158363/Silvia-Struthers/Americas-bunker-market-adapting-well-to-IMO-2020-COVID-19-still-a-factor-conference.

para compensar la reducción de los fletes aéreos acontecida tras los cierres en diferentes países por la pandemia COVID-19, así como para satisfacer la demanda internacional de productos sanitarios y bienes de consumo.[259]

Gr¨fica 279. Precio promedio diario del carb¹n empleado para la generaci¹n de energ´a, 2019 y 2020



Notas: Evolución diaria. La serie de 2019 no registra valor para el 29 de febrero, a diferencia de 2020 por tratarse de un año bisiesto. El precio promedio del carbón representa el índice del precio del combustible (costo del combustible y el costo variable de transporte), de conformidad con el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- El precio promedio del carbón creció 9.7 % en 2020 ($71.9/MMBtu) en relación con 2019 ($65.5/MMBtu). El precio promedio del carbón durante enero y febrero de 2020 ($64.8/MMBtu) fue menor que el observado en los mismos meses de 2019 ($68.3/MMBtu) como resultado de la contracción de la actividad económica en China por el brote del virus COVID-19. No obstante, los precios de este combustible comenzaron a subir a partir de marzo, cuando se reactivaron varias áreas de la actividad industrial en China, incluyendo aquellas que emplean carbón.[260] Adicionalmente, la Unión Europea anunció en abril de 2020 que se duplicaría el precio de este energético para 2021, en función de lo establecido en el Acuerdo de París y con el fin de reducir sus emisiones atmosféricas.[261] Es así como el precio promedio del carbón de marzo a diciembre de 2020 ($73.2/MMBtu) resultó 12.8 % mayor que el registrado en los mismos meses del año previo ($64.9/MMBtu).

[259] *DHL Global Forwarding (November 2020). Ocean Freight Market Update.* Disponible en: https://globalmaritimehub.com/wp-content/uploads/2020/11/glo-dgf-ocean-market-update.pdf

[260] *La Vanguardia (2020). Lo que hemos aprendido de la reactivación económica de China*. Recuperado de: https://www.lavanguardia.com/economia/20200416/48533332629/aprendido-reactivacion-economica-china-brl.html

[261] *Carbon Tracker Initiative (2020). Carbon Clapdown: Closing the Gap to a Paris-compliant EU-ETS*. Recuperado de: https://carbontracker.org/reports/carbon-clampdown/

6.11 CORTES DE ENERGÍA

- No se registraron cortes de energía en el MDA a lo largo de 2020.

Tabla 146. Cortes de energ´a en el MTR por GCR, 2020

Fecha	Cortes de energ´a por GCR (MW)									
	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	BCA	BCS	PEN	Muleg°
01-ene.	-	-	-	-	-	12.0	-	-	-	-
04-ene.	-	-	-	-	-	6.0	-	-	-	-
15-feb.	-	-	20.4	-	-	-	-	-	-	-
26-feb.	-	-	-	-	-	76.0	-	-	-	-
12-mar	-	-	-	-	-	-	-	-	10.8	-
31-mar	-	56.2	-	-	-	-	-	-	-	-
03-abr.	262.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28-abr.	-	-	-	-	-	-	-	-	23.2	-
17-may.	-	-	-	-	-	32.6	-	-	-	-
17-may.	-	-	-	-	-	46	-	-	-	-
20-may.	-	33.0	-	-	-	-	-	-	-	-
21-may.	-	-	-	-	-	63.8	-	-	-	-
21-may.	-	56.7	-	-	-	-	-	-	-	-
24-may.	-	-	-	-	-	13.3	-	-	-	-
23-jun.	1,557.0	712.0	-	-	-	-	-	-	-	-
26-jun.	-	-	-	-	-	-	-	-	89.4	-
27-jun.	-	-	-	49.0	-	-	-	-	-	-
21-jul.	-	-	-	-	-	N.D.	-	-	-	-
23-jul.	-	-	-	-	48.0	-	-		-	-
05-ago.	-	-	-	-	-	-	-	-	9.8	-
12-ago.	-	-	-	-	N.D.	-	-	-	-	-
13-ago.	-	-	-	-	N.D.	-	-	-	-	-
17-ago.	-	-	-	3.5	N.D.	-	-	-	-	-
18-ago.	-	-	N.D.	9.5	-	-	-	-	-	-
19-ago.	-	-	-	-	N.D.	-	-	-	-	-
20-ago.	-	-	-	-	N.D.	-	-	-	-	-
22-ago.	-	-	-	-	-	291.0	-	-	-	-
05-sep.	-	-	-	-	-	-	390.0	-	-	-
06-sep.	-	-	-	77.4	-	-	-	-	-	-
21-sep.	-	4.7	-	-	-	-	-	-	-	-
22-sep.	-	9.4	-	-	-	-	-	-	-	-
25-sep.	-	-	-	-	N.D.	-	-	-	-	-
7-oct.	-	-	-	-	-	-	-	-	296.0	-
9-oct.	-	-	-	-	-	-	-	-	8.1	-
13-oct.	-	33.0	-	-	-	-	-	-	-	-
02-nov.	-	21.0	-	-	-	-	-	-	296.0	-
28-dic.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

- Se reportaron cortes de energía el 1 y 4 de enero de 2020, con una carga afectada igual a 18 MW en la GCR NES por la salida de servicio de la línea de transmisión Villa de García L-73D40 Álcali Maniobras
- El 15 de febrero tuvo lugar un corte de energía por 20.4 MW en la GCR OCC por la falla de la línea de transmisión Rancho Grande 73600 Rio Grande Dos, la cual se localiza en la zona de Fresnillo.
- Se registró un corte de energía por 76.0 MW en la GCR NES el 26 de febrero como resultado de la falla de tres líneas de transmisión de 115 kV en la zona de Altamira, Tamaulipas.
- El 12 de marzo se reportó un corte de energía por 10.8 MW en la GCR PEN debido a la falla en el motor de enfriamiento del estator de una UCE en Cozumel.
- El 31 de marzo tuvo lugar en la GCR ORI un corte de energía con una carga afectada de 56.2 MW, el cual se originó por indisponibilidad de la línea de transmisión L-73460 Tacotalpa.
- De las 00:39 a las 02:17 horas del 3 de abril de 2020, se registró un corte de energía por 262.0 MW en la GCR CEN. Durante este lapso, se presentó un Estado Operativo de Emergencia en la Zona Lázaro Cárdenas, Michoacán, como consecuencia de la salida de servicio de los LCP Buses de 400 kV y 230 kV.
- De las 00:40 a las 02:13 horas del 28 de abril de 2020, la GCR PEN reportó un Estado Operativo de Emergencia por salida de servicio de los Buses 1 y 2 de 115 kV de la subestación Nizuc. La carga afectada fue de 23.2 MW.
- Se declaró un Estado Operativo de Emergencia en la zona Huasteca, ubicada en la GCR NES, el 17 de mayo de las 19:03 horas a las 21:23 horas. Esta situación se debió a una falla en la línea LT-73070 de 115 kV, la cual ocasionó un corte de energía por 32.6 MW.
- Se registró un Estado Operativo de Emergencia en la zona Matamoros, localizada en la GCR NES, de las 23:23 horas del 17 de mayo a las 00:59 horas del día siguiente tras la salida de servicio de Rio Bravo I-83060. Esta salida se originó por un conductor caído entre las estructuras 663 y 664, fase “B”. Este evento coincidió con un disparo del transformador Jardín (JAD) T-01 (138/13.8 kV, 30 MVA) y afectó una carga de 46.0 MW.
- Se presentó un Estado Operativo de Emergencia en la zona de San Cristóbal de la GCR ORI el 20 de mayo a las 12:49 horas, el cual se debió a la salida de servicio de la línea LT-73380 por un árbol derribado. El corte de energía ocasionado por este evento fue de 33.0 MW.
- El 21 de mayo tuvo lugar un corte de energía por 63.8 MW en la GCR NES. Ese día se declaró un Estado Operativo de Emergencia a las 06:17 horas en esta GCR por la salida de servicio de las líneas de transmisión de la zona Nuevo Laredo a consecuencia de una tormenta eléctrica con granizo.
- De las 01:34 horas del 21 de mayo a las 05:11 horas del 22 de mayo, la GCR ORI registró un Estado Operativo de Emergencia en la zona Pantepec como resultado de la salida de servicio de los transformadores T-01 y T-02 (100 MVA, 230/115 kV cada uno). Este evento provocó un corte por 56.7 MW.
- Se declaró un Estado Operativo de Emergencia en la zona Nuevo Santander de la GCR NES las 21:56 horas del 24 de mayo. Esta situación se originó por la salida de servicio de la línea Santander L-73540 Villa de Casas tras el colapso de la estructura número 65. La carga afectada sumó 13.3 MW.
- El sismo de 7.5 grados que aconteció el 23 de junio de 2020 con origen en Oaxaca afectó 1,557.0 MW y 712.0 MW de carga de las GCR CEN y ORI, respectivamente.
- Se reportó un Estado Operativo de Emergencia en la GCR PEN el 26 de junio tras la salida de una UCE en Ciudad del Carmen, lo cual ocasionó un corte de 89.0 MW.
- El 27 de junio sale de servicio una UCE localizada en Culiacán a causa de un poste quemado, situación que afectó una carga igual a 49.0 MW en la GCR NOR.

- Se declaró un Estado Operativo de Emergencia en el BCA el 21 de julio de las 14:55 a las 15:19 horas. Esta situación se debió a un tiro de carga manual para controlar el flujo del enlace PATH 45. No se reportó el monto de la carga afectada.
- El 23 de julio, se registró un Estado Operativo de Emergencia en la Zona de Matamoros de la GCR NES como consecuencia de la falla de la línea de transmisión RIB 83060 MTM. Se afectaron 48.0 MW de carga rural y urbana.
- El 5 de agosto de la hora 21:21 a la hora 21:58, la GCR PEN estuvo en Estado Operativo de Emergencia en Isla Mujeres, Quintana Roo, por la falla del cable submarino de 34.5 kV Isla Mujeres 53140 Bonampak. La carga afectada ascendió a 9.8 MW.
- El CENACE reportó un Estado Operativo de Emergencia en la Zona Juárez de la GCR NTE el 12 de agosto de las 16:46 a las 17:47 horas. Éste procedió de una sobrecarga superior a 12.0 % en los autotransformadores NCGAT-98 y NCG AT-99 (100 MVA, 230/115 kV), situación que afectó carga rural.
- El CENACE comunicó un Estado Operativo de Emergencia en la Zona Casas Grandes de la GCR NTE el 13 de agosto a las 17:11 horas por la sobrecarga de transformadores de la red general de distribución, lo que afectó carga rural.
- El CENACE publicó dos Estados Operativos de Emergencia en la Zona Casas Grandes de la GCR NTE el 17 de agosto, los cuales afectaron carga rural. El primero de ellos tuvo lugar de las 02:19 a las 03:04 horas y se originó por la salida de servicio de alimentadores de la red general de distribución. El segundo se debió a la misma causa y aconteció de las 14:12 horas del 17 de agosto a las 00:17 horas del 18 de agosto.
- Se declaró un Estado Operativo de Emergencia en la GCR NOR, el cual inició a las 23:23 horas del 17 de agosto y terminó a las 07:14 horas del día siguiente. Esta situación se originó en la Zona Sonora Norte como consecuencia de la salida de servicio de la línea Puerto Peñasco L-73060 Maniobras Fresnillo. La carga afectada fue 3.5 MW.
- La GCR NOR se declaró en Estado Operativo de Emergencia en la Zona de Hermosillo a las 05:45 horas del 18 de agosto a causa de la salida de SBI L-73360 SBS y SBT L-73E10 SBK. La carga afectada fue de 9.5 MW.
- El CENACE reportó un Estado Operativo de Emergencia en la Zona Zacatecas de la GCR OCC el 18 de agosto a las 19:58 horas, el cual afectó carga minera. La causa fue la salida de servicio de la línea Tlaltenango L-73120 Bolaños.
- El CENACE informó sobre tres Estados Operativos de Emergencia acontecidos el 19 de agosto en la Zona Juárez de la GCR NTE. El primero de ellos tuvo lugar de las 17:32 a las 18:31 horas por una sobrecarga superior a 12.0 % en los autotransformadores NCGAT-98 y NCG AT-99 (100 MVA, 230/115 kV). El segundo fue de las 19:59 a las 21:04 horas y se debió a la salida de servicio de alimentadores provocada por la sobrecarga de transformadores de la red general de distribución. El tercero comenzó a las 22:52 horas del 19 de agosto y terminó a las 08:32 horas del 20 de agosto, y se originó por la sobrecarga de los transformadores de la subestación Janos y San Buenaventura. Estos tres Estados Operativos de Emergencia afectaron carga rural.
- El CENACE documentó un Estado Operativo de Emergencia en la Zona Juárez de la GCR NTE el 20 de agosto a las 14:12 horas, el cual se debió a la salida de servicio de alimentadores por sobrecarga de los transformadores de la subestación Nueva Casas Grandes y Galeana. Se afectó carga rural.
- Se registraron dos Estados Operativos de Emergencia en la Zona Matamoros de las GCR NES el 22 de agosto. El primero de ellos duró de las 11:26 a las 12:09 horas, fue ocasionado por la salida de servicio por sobrecarga de la línea de 138 kV Rio Bravo (RIB) L-83660 Matamoros (MTM) y afectó una carga de 245.0

MW. El segundo tuvo lugar de las 19:59 a las 20:40 horas por la libranza de emergencia de la línea RIB-83660 MTM y afectó una carga de 46.0 MW.

- El 5 de septiembre, se declaró un Estado Operativo de Emergencia en el BCA, puesto que se aplicó un corte de carga manual de 390.0 MW debido a un déficit de generación y control de flujo en el enlace PATH 45. Se afectaron 256.0 MW de carga residencial y 134.0 MW de carga industrial en Mexicali.
- La GCR NOR reportó un Estado Operativo de Emergencia el 6 de septiembre por disparo de la línea HLC L-73000 HLS. Con ello, se afectaron 77.4 MW de carga urbana de las subestaciones HMI y HLS.
- La Zona Cuautla de la GCR ORI estuvo en Estado Operativo de Emergencia de las 22:12 horas del 21 de septiembre a las 00:06 horas del día siguiente. Esta situación se debió a la salida de servicio de Yautepec T-03 (400/115 kV, 375 MVA), la cual afectó carga industrial, urbana y rural por un total de 4.7 MW.
- Se presentaron otros dos Estados Operativos de Emergencia en la Zona Cuautla de la GCR ORI al día siguiente (22 de septiembre). El primero de ellos duró de las 07:39 a las 08:40 horas y afectó una carga de 4.7 MW. El segundo ocurrió de las 13:21 a las 13:49 horas, afectando una carga de 4.7 MW. Ambos se debieron a la salida de servicio de Yautepec T-03 (400/115 kV, 375 MVA).
- La Zona Juárez de la GCR NTE entró en Estado Operativo de Emergencia de las 18:05 a las 19:56 horas del 25 de septiembre a causa de la falla de dos buses de 13.8 kV en la subestación Insurgentes. No se reportó la carga afectada.
- El 7 de octubre, se reportó un Estado Operativo de Emergencia en las Zonas Cancún y Riviera Maya de la GCR PEN. Esta situación se debió al paso del huracán Delta y afectó 296.0 MW de carga urbana y turística.
- En la mañana del 9 de octubre, se declararon tres veces Estado Operativo de Emergencia en la GCR PEN. El primer Estado Operativo de Emergencia tuvo lugar de las 01:46 a las 02:05 horas, el segundo se registró de las 02:12 a las 02:30 horas y el tercero aconteció de las 06:01 a las 06:50 horas. La falla del cable submarino de 34.5 kV Isla Mujeres 53140, en Quintana Roo, ocasionó estos cortes. La carga afectada fue de 8.1 MW.
- El paso del huracán Delta por la península de Yucatán provocó que las Zonas Cancún y Riviera Maya estuvieran en Estado Operativo de Emergencia de las 03:01 horas del 7 de octubre a las 14:42 horas del 11 de octubre de 2020, lo cual estuvo afectando carga turística y urbana.
- De las 19:37 a las 22:32 horas del 13 de octubre, se registró un Estado Operativo de Emergencia en la Zona Cuernavaca de la GCR ORI por la falla de las líneas ZAP L-73050 CUE y ZAP L-73040 TBH. La carga urbana afectada ascendió a 33.0 MW.
- La GCR ORI entró en un Estado Operativo de Emergencia de las 10:39 a 11:58 horas del 2 de noviembre de 2020 como resultado de la falla de la Línea de Transmisión de 400 kV Angostura (ANG) A3T30 Tapachula Potencia (THP). Esta situación originó carga afectada en la zona Tapachula, Chiapas, así como carga indisponible para transacciones internacionales con Guatemala. La carga afectada ascendió a 21.0 MW.
- Las GCR CEN, ORI, OCC, NOR, NTE y NES estuvieron en Estado Operativo de Emergencia el 28 de diciembre, de las 14:28 a las 16:12 horas, como resultado de un desbalance entre la carga y la generación de energía, el cual llevó a la implementación del Esquema de Protección de Sistema. Se reportó únicamente la carga afectada en conjunto en estas seis GCR, la cual sumó 8,696.0 MW.

6.12 TEMPERATURA

Tabla 147. Grados/d´as de calefacci¹n promedio y energ´a inyectada diaria, invierno de 2019 y 2020

GCR	Ciudad representativa	HDD (ÃC)		Variaci¹n de HDD	Energ´a inyectada diaria (GWh)		Variaci¹n de la energ´a inyectada (%)
		2019	2020		2019	2020	
CEN	Toluca	5.39	5.10	-5.4	5,885.2	5,846.7	-0.7
ORI	Veracruz	0.01	0.00	-100	6,334.9	6,510.6	2.8
OCC	Guadalajara	2.16	1.80	-16.7	7,439.5	7,553.4	1.5
NOR	Hermosillo	1.76	1.71	-2.8	1,897.8	1,906.7	0.5
NTE	Chihuahua	6.22	5.86	-5.8	2,650.0	2,737.2	3.3
NES	Monterrey	2.44	1.31	-46.3	5,107.6	5,164.7	1.1
BCA	Tijuana	3.49	3.15	-9.7	1,306.7	1,325.6	1.4
BCS	La Paz	0.57	0.60	5.3	234.8	243.9	3.9
PEN	Chetumal	0.02	0.01	-50	1,345.3	1,383.5	2.8

Notas: Total anual y variación porcentual. Los grados días de calefacción (HDD, por sus siglas en inglés) es una medida que sirve para cuantificar la demanda de energía que se requiere para calentar un edificio y corresponde al número de grados en que la temperatura promedio del día es menor que los 15.5°C. El periodo de invierno comprende del 21 de diciembre al 20 de marzo.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y de Weather Data for Energy Saving.

- La GCR CEN fue la única GCR donde la presencia de un invierno menos frío, evidenciado por la disminución de sus HDD (-5.4 %), abonó a la contracción de la demanda de energía (-0.7 %).
- El BCS fue el único Sistema Interconectado que reportó un invierno más frío en 2020 que en 2019, tal y como lo reflejó el aumento de 5.3 % de sus HDD de un año al otro. La existencia de un invierno más frío, el cual requirió mayor uso de sistemas de calefacción, coadyuvó al incremento de 3.9 % de su demanda.

Tabla 148. Grados/d´as de refrigeraci¹n promedio y energ´a inyectada diaria, primavera de 2019 y 2020

GCR	Ciudad representativa	CDD (ÃC)		Variaci¹n de CDD	Energ´a inyectada diaria (GWh)		Variaci¹n de la energ´a inyectada (%)
		2019	2020		2019	2020	
CEN	Toluca	2.20	1.62	-26.4	6,051.5	5,424.1	-10.4
ORI	Veracruz	8.95	10.03	12.1	6,931.5	6,838.6	-1.3
OCC	Guadalajara	5.85	6.08	3.9	8,189.7	7,404.2	-9.6
NOR	Hermosillo	8.54	10.51	23.1	2,612.7	2,652.1	1.5
NTE	Chihuahua	5.30	6.95	31.1	3,452.1	3,402.4	-1.4
NES	Monterrey	7.48	7.68	2.7	6,537.5	5,939.4	-9.1
BCA	Tijuana	0.66	1.56	136.4	1,496.5	1,483.2	-0.9
BCS	La Paz	5.42	6.08	12.2	275.6	234.2	-15
PEN	Chetumal	10.18	10.74	5.5	1,675.2	1,404.2	-16.2

Notas: Total anual y variación porcentual. Los grados días de refrigeración (CDD, por sus siglas en inglés) es una medida que sirve para cuantificar la demanda de energía que se requiere para enfriar un edificio y corresponde al número de grados en que la temperatura promedio del día excede los 18.0°C. El periodo de primavera comprende del 21 de marzo al 20 de junio.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y de Weather Data for Energy Saving.

- El incremento de los CDD de la primavera de 2020 expuso el aumento de la temperatura que aconteció en el BCA y el BCS, así como en seis de las siete GCR que componen al SIN. La única excepción fue la GCR

CEN, donde los CDD decrecieron 26.4 %. A pesar del aumento de las temperaturas en la mayor parte del territorio nacional, la demanda de energía cayó en casi todo el país como resultado de la disminución de la actividad económica provocada por las medidas de confinamiento tomadas ante la pandemia COVID-19.

Tabla 149. Grados/d´as de refrigeraci¹n promedio y energ´a inyectada diaria, verano de 2019 y 2020

GCR	Ciudad representativa	CDD (ÃC)		Variaci¹n de CDD	Energ´a inyectada diaria (GWh)		Variaci¹n de la energ´a inyectada (%)
		2019	2020		2019	2020	
CEN	Toluca	0.53	0.53	0.0	6,521.6	6,088.1	-6.6
ORI	Veracruz	10.43	9.79	-6.1	6,196.2	5,951.6	-3.9
OCC	Guadalajara	3.64	3.49	-4.1	7,921.6	7,661.3	-3.3
NOR	Hermosillo	14.82	16.44	10.9	3,703.2	3,834.7	3.6
NTE	Chihuahua	11.50	11.67	1.5	3,985.7	4,032.1	1.2
NES	Monterrey	10.85	9.44	-13.0	7,678.2	7,149.8	-6.9
BCA	Tijuana	3.22	4.20	30.4	2,069.7	2,207.3	6.6
BCS	La Paz	11.44	11.32	-1.0	392.5	372.1	-5.2
PEN	Chetumal	11.26	11.04	-2.0	1,778.1	1,543.9	-13.2

Notas: Total anual y variación porcentual. Los grados días de refrigeración (CDD, por sus siglas en inglés) es una medida que sirve para cuantificar la demanda de energía que se requiere para enfriar un edificio y corresponde al número de grados en que la temperatura promedio del día excede los 18.0°C. El periodo de verano comprende del 21 de junio al 20 de septiembre.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y de Weather Data for Energy Saving.

- Las temperaturas en el BCA y las GCR NOR y NTE aumentaron en el verano de 2020 con respecto a la misma estación de año previo, tal y como lo muestra el incremento de sus CDD. La presencia de temperaturas más altas en el BCA y en estas dos GCR originó un aumento de su demanda de energía, pues conllevó un mayor uso de aparato de enfriamiento y aires acondicionados.

Tabla 150. Grados/d´as de calefacci¹n promedio (HDD) y energ´a inyectada diaria, oto¸o de 2019 y 2020

GCR	Ciudad representativa	HDD (ÃC)		Variaci¹n de HDD	Energ´a inyectada diaria (GWh)		Variaci¹n de la energ´a inyectada (%)
		2019	2020		2019	2020	
CEN	Toluca	3.51	4.39	25.1	3,189.7	3,259.9	2.2
ORI	Veracruz	0.22	0.00	-100.0	7,223.3	6,939.2	-3.9
OCC	Guadalajara	0.93	1.09	17.2	4,423.8	4,899.4	10.8
NOR	Hermosillo	0.66	0.71	7.6	3,382.2	3,552.9	5.0
NTE	Chihuahua	3.41	3.02	-11.4	3,230.6	3,367.6	4.2
NES	Monterrey	1.23	0.88	-28.5	11,539.5	10,785.7	-6.5
BCA	Tijuana	1.17	1.32	12.8	1,480.1	1,630.3	10.1
BCS	La Paz	0.29	0.12	-58.6	312.6	326.6	4.5
PEN	Chetumal	0.23	0.00	-100.0	773.7	886.1	14.5

Notas: Total anual y variación porcentual. Los grados días de calefacción (HDD, por sus siglas en inglés) es una medida que sirve para cuantificar la demanda de energía que se requiere para calentar un edificio y corresponde al número de grados en que la temperatura promedio del día es menor que los 15.5°C. El periodo de invierno comprende del 21 de septiembre al 20 de diciembre.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE y de Weather Data for Energy Saving.

- El otoño de 2020 fue menos frío que el otoño de 2019 en BCS y en las GCR ORI, PEN, NTE y NES, como lo evidenció el decremento de sus HDD. No obstante, la presencia de un otoño menos frío incidió en la contracción de la demanda de energía únicamente en las GCR NES (-6.5 %) y ORI (-3.9 %).

En cambio, se reportó un otoño más frío en el BCA y las GCR CEN, OCC y NOR, el cual contribuyó al aumento de su demanda de energía debido al uso de aparatos de calefacción para contrarrestar las temperaturas más bajas.

7 ANEXOS

7.1 NIVELES DE CONCENTRACIÓN Y COMPETENCIA POR ÁREAS DE PRECIO EN EL SIN

7.1.1 PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO: MÉTODO DE AGRUPAMIENTO K-MEANS

Análisis de Conglomerados (*Cluster Analysis*) empleando el algoritmo *K-Means* o *K-Medias*

El algoritmo de *K-Means* es uno de los métodos iterativos más populares del *Cluster Analysis*. Se emplea en situaciones en las cuales todas las variables son del tipo cuantitativo y la llamada distancia euclidiana se elige medida de diferencia. Los pesos en la distancia euclidiana pueden ser usados redefiniendo los valores x_{ij}:

$$d(x_i, x_{i'}) = \sum_{j=1}^{p} (x_{ij} - x_{i'j})^2 = \|x_i - x_{i'}\|^2$$

Los puntos de dispersión pueden ser escritos como:

$$W(C) = \sum_{k=1}^{K} \sum_{C(i)=k} \sum_{C(i')=k} \|x_i - x_{i'}\|^2$$

$$= \sum_{k=1}^{K} N_k \sum_{C(i)=k} \|x_i - x_{i'}\|^2,$$

donde $\bar{x}_k = (\bar{x}_{1k}, \dots, \bar{x}_{pk})$ es el vector de medias asociado con el k-ésimo clúster, y $N_k = \sum_{i=1}^{N} I\ (C(i) = k)$

Así, el criterio es asignar las *N* observaciones a los *K* clústeres de modo que, dentro de cada clúster, el promedio de las diferencias de cada observación a la media del clúster, definido por los puntos del clúster, sea mínima.

7.2 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO ÓPTIMO DE AGRUPAMIENTOS MEDIANTE LA PRUEBA DEL CODO (*ELBOW TEST*)

Determinar el número óptimo de agrupamientos o clústeres es uno de los pasos más complicados a la hora de aplicar métodos de *clúster*, sobre todo cuando se trata de métodos de partición, donde el número se tiene que especificar antes de poder ver los resultados.

No existe una forma única de averiguar el número adecuado de clústeres. Es un proceso subjetivo que depende en gran medida del tipo de *clustering* empleado y de si se dispone de información previa sobre los datos con los que se está trabajando, por ejemplo, estudios anteriores pueden sugerir o acotar las posibilidades. A pesar de ello, se han desarrollado varias estrategias que ayudan en el proceso.

La Prueba del Codo (*Elbow Test*)

El método *Elbow* sigue una estrategia comúnmente empleada para encontrar el valor óptimo de un parámetro. La idea general es probar un rango de valores del parámetro en cuestión, representar gráficamente los resultados obtenidos con cada uno e identificar aquel punto de la curva a partir del cual la mejora deja de ser sustancial (principio de verosimilitud).

En los casos de métodos de partición, como por ejemplo *K-Means*, las observaciones se agrupan de una forma tal que se minimiza la varianza total intra-cluster (al interior de las agrupaciones). El método *Elbow* calcula la varianza total *intra-cluster* en función del número de *clústeres* y escoge como óptimo aquel valor a partir del cual añadir más *clústeres* apenas consigue mejoría. Se emplea, por regla general, como medida de varianza *intra-cluster* la suma de residuos cuadrados internos (*Within-cluster Sum of Squares*, *WSS* por sus siglas en inglés).

7.3 RESULTADO DE PRUEBAS PARA LA DETERMINACIÓN DE NÚMERO ÓPTIMO DE AGRUPAMIENTOS MEDIANTE ELBOW TEST A LA IDENTIFICACIÓN DE LAS ÁREAS DE PRECIO EN EL SIN. DATOS DE PML PROMEDIO SEMANAL DE 2020

A continuación los resultados de las pruebas *Elbow Test* aplicadas de 3 a 10 agrupamientos al algoritmo *K Means*. (ver Tabla 151).

Tabla 151. Aplicación de las pruebas para la determinación del número óptimo de agrupamientos (*Elbow Test*)

Método de agrupamiento	Número óptimo de Áreas de Precio				
	H1	H2	H3	H4	Total
K Means	5	5	5	4	4

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

7.4 ZONAS DE CARGA AGRUPADAS EN CADA ÁREA DE PRECIO. DATOS DE PML PROMEDIO SEMANAL DE 2020

Tabla 152. Zonas de Carga del Área de Precio Centro-Norte

Zona de Carga	Nombre de Área de Precio	PML promedio ($/MWh)
Victoria	Centro-Norte	509.2
Tampico	Centro-Norte	533.36
Huasteca	Centro-Norte	560.25
Huejutla	Centro-Norte	565.43
San Luis Potosí	Centro-Norte	576.24
Aguascalientes	Centro-Norte	591.5
Celaya	Centro-Norte	595.73
Manzanillo	Centro-Norte	596.64
Matehuala	Centro-Norte	597.05
Querétaro	Centro-Norte	597.1
Zacatecas	Centro-Norte	598.59
Fresnillo	Centro-Norte	599.53
Tepic Vallarta	Centro-Norte	602.05
San Juan del Rio	Centro-Norte	602.55
Colima	Centro-Norte	603.07
Guadalajara	Centro-Norte	605.79
Irapuato	Centro-Norte	605.97
León	Centro-Norte	606.71
Zapotlán	Centro-Norte	608.88
Ixmiquilpan	Centro-Norte	609.59
Jiquilpan	Centro-Norte	610.19
Ciénega	Centro-Norte	611.14
Los Altos	Centro-Norte	611.51
Salvatierra	Centro-Norte	612.97
Minas	Centro-Norte	614.33
Zacapu	Centro-Norte	619.44
Zamora	Centro-Norte	620.35
Poza Rica	Centro-Norte	621.83
Morelia	Centro-Norte	622.5
Centro Oriente	Centro-Norte	623.1
Uruapan	Centro-Norte	623.9
Lázaro Cárdenas	Centro-Norte	635.06
Apatzingán	Centro-Norte	645.65
Centro Sur	Centro-Norte	660.3

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 153. Zonas de Carga del Área de Precio Centro-Sur

Zona de Carga	Nombre de Área de Precio	PML promedio ($/MWh)
Teziutlán	Centro-Sur	647.66
Xalapa	Centro-Sur	659.21
VDM Norte	Centro-Sur	664.81
Zihuatanejo	Centro-Sur	666.89
VDM Centro	Centro-Sur	676.64
Veracruz	Centro-Sur	679.91
VDM Sur	Centro-Sur	680.1
Tlaxcala	Centro-Sur	686.5
Morelos	Centro-Sur	686.61
Cuernavaca	Centro-Sur	686.81
Córdoba	Centro-Sur	687.36
Cuautla	Centro-Sur	691.11
Orizaba	Centro-Sur	692.87
Tecamachalco	Centro-Sur	693.71
Puebla	Centro-Sur	696
San Martín	Centro-Sur	696.02
Iguala	Centro-Sur	700.09
Acapulco	Centro-Sur	705.04
Chilpancingo	Centro-Sur	706.8
Tehuantepec	Centro-Sur	712.37
Tehuacán	Centro-Sur	713.36
Izúcar	Centro-Sur	717.16
Oaxaca	Centro-Sur	722.37
Los Tuxtlas	Centro-Sur	736.94
Huajuapan	Centro-Sur	738.37
Coatzacoalcos	Centro-Sur	739.48
Tuxtla	Centro-Sur	748.46
Tapachula	Centro-Sur	759.92
San Cristóbal	Centro-Sur	775.01
Huatulco	Centro-Sur	781.08
Chontalpa	Centro-Sur	787.5
Villahermosa	Centro-Sur	790.52
Los Ríos	Centro-Sur	807.29

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 154. Zonas de Carga del Área de Precio Norte

Zona de Carga	Nombre de Área de Precio	PML promedio ($/MWh)
Nogales	Norte	359.36
Juárez	Norte	362.62
Caborca	Norte	363.05
Guaymas	Norte	367.73
Hermosillo	Norte	370.51
Casas Grandes	Norte	394.12
Chihuahua	Norte	397.95
Obregón	Norte	400.07
Navojoa	Norte	410.09
Cuauhtémoc	Norte	422.72
Los Mochis	Norte	427.43
Matamoros	Norte	444.96
Reynosa	Norte	447.88
Piedras Negras	Norte	462.8
Sabinas	Norte	465.98
Guasave	Norte	466.88
Monclova	Norte	468.02
Monterrey	Norte	470.61
Nuevo Laredo	Norte	471.18
Saltillo	Norte	474.19
Culiacán	Norte	484.31
Montemorelos	Norte	486.55
Laguna	Norte	490.82
Durango	Norte	499.05
Camargo	Norte	505.68
Mazatlán	Norte	506.01

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Tabla 155. Zonas de Carga del Área de Precio Península

Zona de Carga	Nombre de Área de Precio	PML promedio ($/MWh)
Motul Tizimín	Península	865.45
Campeche	Península	871.93
Ticul	Península	876.42
Mérida	Península	879.34
Cancún	Península	891.44
Chetumal	Península	892.28
Carmen	Península	898.38
Riviera Maya	Península	984.92

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Miembros del Monitor Independiente del Mercado

Parviz Manouchehri Adib

Rafael Alfonso Campo

Manuel Atanacio Rosario

José Adrián Avendaño Castro

Horacio Chávez Carrillo

Mario Steven DePillis, Jr.

Isael Fierros González

Karla Melissa Galván Real

Ericka García Blanquel

Julio García Pérez

Alma Angélica González Jiménez

Jorge Hernández Cortés

Adrián Hernández del Valle

Félix Francisco León Vera

Marcos Jaime Leyes Pérez

Claudia Icela Martínez García

Manuel Omar Olguín Hernández

Rubén Omar Orduño Melchor

Peter Jeffrey Palermo

Daniela Pontes Hernández

Isaac Portugal Rosas

Roberto Ramírez Hernández

Angélica Verenice Rivera Olvera

Axel Rodríguez Reséndiz

Iván Rodríguez Reséndiz

Gabriel Eduardo Roldán Alonso

Alejandro Iván Sotelo Torres

Manuel Alejandro Zamora García

ESTA international
Monitor Independiente del Mercado Eléctrico - México

Blvd. Adolfo López Mateos No. 172-203,
Col. Merced Gómez, Deleg. Benito Juárez,
C.P. 03930, Ciudad de México
www.estainternational.com