

Principales novedades regulatorias en febrero de 2021

La Secretaría de Energía publicó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034.

La Comisión Reguladora de Energía aprobó:

- Resolución por la que se otorga a Pemex Transformación Industrial una ampliación del plazo previsto en la Resolución RES/1816/2019 para el cumplimiento de la especificación de contenido de aromáticos en gasolinas prevista en la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos para la refinería Ing. Antonio M. Amor.

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) a través del Sistema de Información de Mercados:

- Publicó el Informe Ejecutivo MBP año de producción 2020. El precio neto de potencia resultó de 628.4, 2,846.5 y 8,379.2 miles de Pesos/MW-año, para el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema de Baja California y el Sistema de Baja California Sur, respectivamente.
- Informó que los eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) el día 15 de febrero de 2021 provocaron que el cálculo de precios Ex-Post en los nodos P y zonas de carga del SIN del Mercado de Tiempo Real (MTR) no reflejen las condiciones reales operativas. Por lo que de acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista se emplearán, para el día de operación a partir de la hora terminada 7 e intervalos horarios afectados, los precios determinados en el Mercado del Día en Adelanto.

En el Diario Oficial de la Federación:

- La Comisión Federal de Electricidad publicó el Acuerdo Núm. A/046/2020 por el que la Comisión Reguladora de Energía autoriza el cálculo y ajuste de las tarifas finales que aplicarán de manera individual a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021.
- La Comisión Reguladora de Energía publicó el Acuerdo por el que se emite la Convocatoria para la integración del Consejo Consultivo de la Comisión Reguladora de Energía para el periodo 2021-2023.
- La Secretaría de Economía publicó el Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2021. Incluye los siguientes proyectos de Normas Oficiales Mexicanas:

Publicados para consulta pública:

- PROY-NOM-018-CRE-2019, Instalaciones de energía eléctrica-Conexión, interconexión, transmisión y distribución-Especificaciones de seguridad y procedimiento para la evaluación de la conformidad.

Proyectos y temas inscritos a ser cancelados.

- Calidad de la Potencia.

Temas nuevos.

- Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-014-CRE-2016, Especificaciones de los petroquímicos.

Temas reprogramados que no han sido publicados para consulta pública.

- Sistemas de medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. Diseño, construcción, operación y mantenimiento.
- Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.
- Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. Derivado de las reuniones del grupo de trabajo previsto en el el Artículo Sexto Transitorio de la Norma, se pondrán a consideración aquellas propuestas que mejorarán su aplicación.



Conforme a las reglas del Mercado Eléctrico Mayorista, al cierre de febrero el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) publicó en el Sistema de Información de Mercado el Informe Ejecutivo MBP año de producción 2020. En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las variaciones observadas entre los años de producción 2019 y 2020 en el precio máximo de potencia están asociadas a las disminuciones en los ingresos de mercado y en la obligación estimada de compra de potencia, y a que la oferta de potencia se redujo menos que la obligación. En los Sistemas de Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS) aunque aumentó la oferta estimada de venta de potencia no se cubrieron los requisitos de capacidad.¹

Diseño del Mercado para el Balance de Potencia

El propósito del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) es establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional.² El diseño del MBP permite al generador recuperar los costos fijos de la tecnología de generación de referencia cuando la potencia ofrecida por los generadores es igual a la capacidad eficiente. Si existe un déficit de capacidad con respecto al nivel eficiente, el precio crecerá de manera proporcional al déficit hasta alcanzar el doble de los costos fijos cuando la capacidad del sistema es igual al requisito anual mínimo de potencia. En sentido opuesto, si existe superávit el precio disminuirá.

Así, cuando la capacidad se encuentra por debajo del nivel eficiente, los generadores tendrán incentivos a instalar nueva capacidad pues el precio que reciben es mayor a los costos fijos de la tecnología de referencia. Cuando hay un superávit de capacidad los generadores no recuperarían los costos fijos y tendrían incentivos a dejar de operar las centrales de mayor costo.

Ahora bien, si la central no es la última en ser despachada, el Precio Marginal Local (PML) será superior a sus costos variables, de manera que el generador recupera parte de los costos fijos de la central con la diferencia entre el PML y los costos variables. Por ello, en la formulación del MBP, el precio máximo de potencia se calcula como el precio de cierre de potencia estimado menos los Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR).

Así, los determinantes de los precios en el MBP son: i) Costo Fijo nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia [+]; ii) Oferta Estimada de Venta de Potencia [-]; iii) Demanda de capacidad [+]; iv) Requisito Anual de Potencia [+]; v) Reserva de Planeación Eficiente [+]; y, vi) Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia [-].³

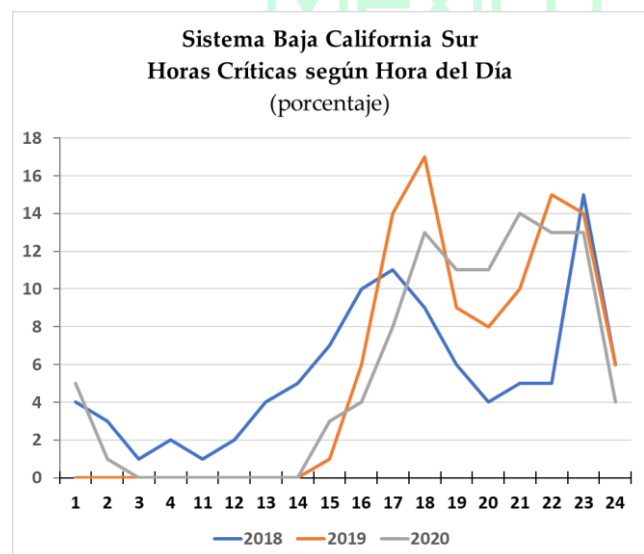
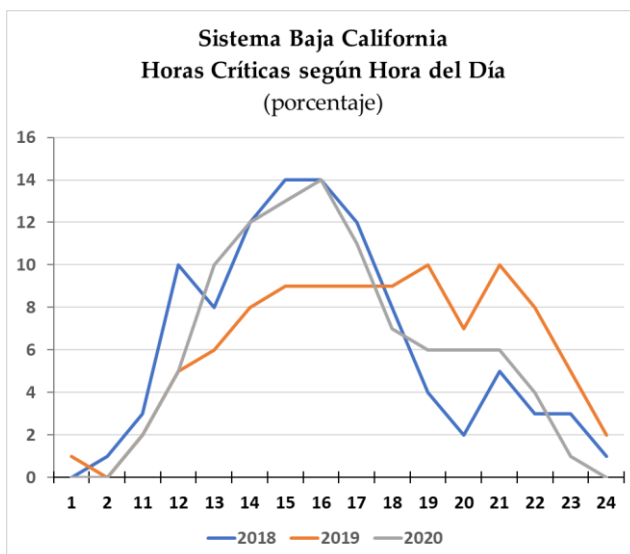
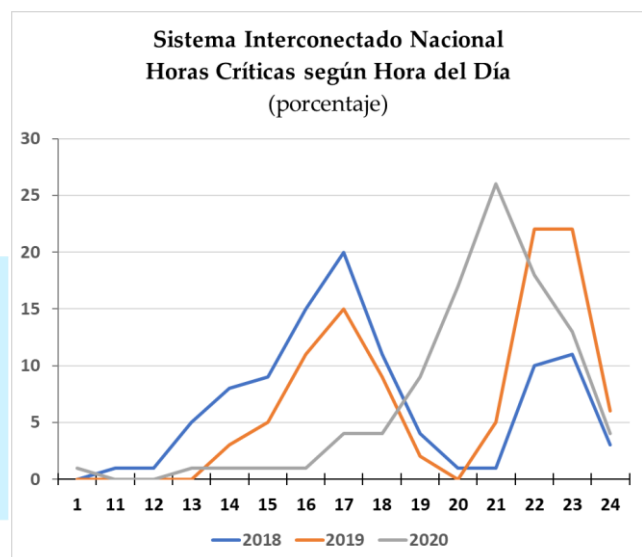
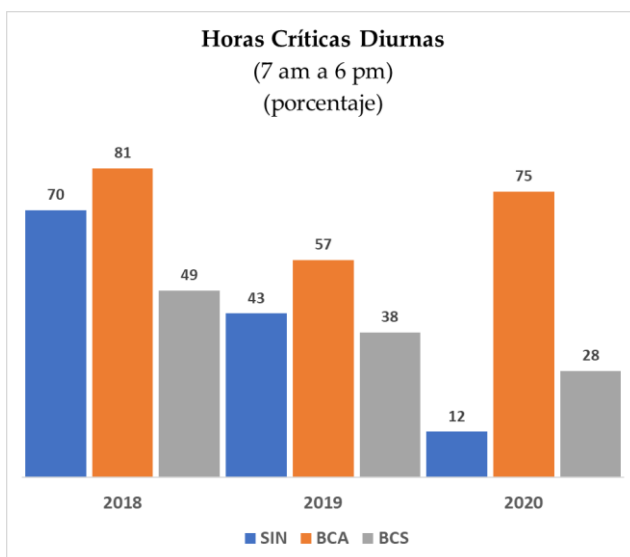
¹ En la sección de documentos de www.indeedmexico.mx encontrará una versión amplia de este documento.

² Numeral 2.1.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2016.

³ [+]Indica que un aumento en la variable se traduce en un aumento en el precio máximo de potencia y en sentido opuesto cuando se señala [-].

Horas críticas

Debido a que están cambiando continuamente es necesario establecer cuando se medirán la demanda y oferta de potencia para el mercado para el balance de potencia. En el mercado eléctrico mayorista la demanda y oferta de potencia corresponden a lo ofrecido y demandado durante las 100 horas críticas. Para 2016 y 2017 las 100 horas críticas fueron consideradas como aquellas en que la demanda del sistema fue máxima, mientras que desde 2018 se consideran las horas de menores reservas en el sistema. Como se puede apreciar en las siguientes gráficas, para el SIN y BCS las horas críticas se han concentrado cada vez más en la noche. Así, para esos sistemas las horas críticas en el horario diurno disminuyeron de 70% y 49% en 2018 a 12% y 28% en 2020, respectivamente. En el BCS la distribución de horas críticas para el año de producción 2020 fue similar a la de 2018.



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE

Tecnología de Generación de Referencia (TGR)

Al comparar los años de generación 2020 y 2019 no hubo cambios en la TGR para los tres sistemas ni en su ubicación o nodo de interconexión. Las variaciones de los costos fijos nivelados, en Pesos/MW-año, para el SIN, BCA y BCS fueron de 2.8%, 5.1% y 5.2%, respectivamente.

Resultados para los años de generación 2016 a 2020

De acuerdo con las reglas del mercado el Cenace, en febrero 2021 se operó el MBP los mercados para el año de generación 2020. Los resultados del MBP para los años de generación de 2016 a 2020 fueron los siguientes:

Cuadro 1. Precio Máximo de Potencia

Zona de Potencia	Precio (Miles de pesos/MW-año)					Variación (%)			
	2016	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
SIN	1,207.3	709.6	117.5	216.5	628.4	-41.2%	-83.4%	84.3%	190.2%
BCA	2,507.5	594.1	393.3	2,758.4	2,846.5	-76.3%	-33.8%	601.4%	3.2%
BCS	1,240.1	2,754.7	5,516.5	7,844.0	8,379.2	122.1%	100.3%	42.2%	6.8%

Fuente: Elaboración propia con información del CENACE

Sistema Interconectado Nacional

En el SIN el aumento del PMP se debió a la disminución en los IMTGR, por lo menores precios, a la disminución de las obligaciones estimadas de compra de potencia, por la menor demanda y el aumento relativo de la oferta de potencia, que en términos absolutos disminuyó. Al igual que en 2019, la oferta fue mayor a los requisitos de potencia.

Sistemas de Baja California y Baja California Sur

En estos sistemas el aumento de 7.6% para BCA y de 8.7% para BCS en la oferta de potencia fue insuficiente para que se cubrieran los requisitos de potencia. Las obligaciones estimadas de compra de potencia aumentaron 8.9% y 0.7%, respectivamente. En BCS, cerca de la mitad del incremento en el Precio Máximo de potencia está asociado a los menores IMTGR.

**Sistema Interconectado Nacional
Precio Máximo de Potencia (PMP): 2020 vs 2019
(Miles de pesos / MW-año)**

