

Principales novedades regulatorias en septiembre-diciembre de 2021

En el Diario Oficial de la Federación:

- La CFE publicó la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba el modelo de contrato mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en baja tensión en la modalidad de post-pago presentado por CFE Suministrador de Servicios Básicos. (07/09/2021).

La Comisión Reguladora de Energía aprobó:

- Acuerdo por el que se aprueba la modificación de la resolución número RES/1900/2018 por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de la tarifa máxima de los suministradores de último recurso y el precio máximo del suministro de último recurso que aplicarán la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos y la empresa filial CFE Calificados en su carácter de suministradores de último recurso.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía mediante el cual se modifica el Acuerdo Núm. A/049/2017 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado.
- Acuerdo por el que se emite el Reporte de Confiabilidad 2020.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se determina continuar con la extensión de la vigencia del periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; modifica el anexo único del acuerdo A/045/2015 y el anexo B del acuerdo A/074/2015; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos establecido en el anexo A del acuerdo A/058/2017; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación del Centro Nacional de Control de Energía; y, determina las tarifas reguladas de los servicios de transmisión, distribución, operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, operación del centro Nacional de Control de Energía y de los servicios conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista aplicables del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se autoriza el cálculo y ajuste de las tarifas finales que aplicará de manera individual a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022.
- Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por el que se aprueba el modelo de contrato mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en alta tensión en la modalidad de postpago presentado por CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por el que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional: Código de Red.

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) publicó en su sitio de internet:

- Convocatoria de envío de Cotización para la contratación de Potencia en caso de emergencia, dadas las condiciones de baja reserva que se prevé tener en el Sistema Eléctrico de Baja California durante el periodo que comprenderá de junio a septiembre del 2022, como parte del protocolo correctivo. Durante junio-septiembre de 2022 se contratarán 390 MW durante las 24 horas y durante julio y agosto 210 MW adicionales de las 11 a las 24 horas.
- Modelo de Contrato de Compra - Venta de Productos asociados a la Aplicación del Protocolo Correctivo CB/2022.
- Actualización del Plan de Activación para Protocolo Correctivo 2022.



La modificación del Acuerdo A/049/2017 de la CRE al Abasto Aislado y la Generación Local



Septiembre-diciembre 2021

El pasado 13 diciembre, se publicó en el portal de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (Conamer) el proyecto de “Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía mediante el cual se modifica el Acuerdo Núm. A/049/2017 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado”.

La CRE solicitó la exención del Análisis de Impacto Regulatorio que le fue otorgada por la Conamer el 15 de diciembre. El proyecto fue aprobado por la CRE el 17 de diciembre. Entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación

Principales modificaciones

- Se deroga la posibilidad de celebrar contratos con terceros para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria.
- Se elimina la posibilidad que tenían los solicitantes de interconexión o conexión de los permisionarios de Abasto Aislado de presentar únicamente la garantía que corresponda a la mayor de las capacidades entre la Central Eléctrica y el Centro de Carga.
- Se agrega la sujeción a las Reglas de Mercado de los Centros de Carga incluidos en un permiso de abasto aislado con interconexión a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o las Redes Generales de Distribución (RGD).
- Se elimina la posibilidad de que las Centrales Eléctricas y Centros de Carga en Abasto Aislado puedan convivir con Unidades de Central Eléctrica incluidas en un Contrato de Interconexión Legado. Previa a la modificación, era posible con la medición independiente para el registro de consumos por separado.
- La capacidad instalada de las Centrales Eléctricas en Abasto Aislado y la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista deberá ser igual o menor a la demanda máxima de los Centros de Carga.
- Cuando la Central Eléctrica no destine parte de su Capacidad para satisfacer la demanda de los Centros de Carga, o en su caso, la Demanda de los Centros de Carga sea cero, la Central Eléctrica no podrá inyectar energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional.
- Cuando las Centrales Eléctricas cuenten con la infraestructura capaz de asegurar que no existirá inyección de energía eléctrica, seguirá siendo requerida la representación por parte de un Participante del Mercado en modalidad de Generador, así como, el cumplimiento de las Reglas de Mercado y demás disposiciones aplicables.
- Se eliminan todas las disposiciones y referencias al esquema de Generación Local.
- Se modifica la definición de Grupo de Interés Económico (GIE) contenida en el numeral 1.3 de Definiciones para estar determinado en función de la participación en el capital social y que una

misma sociedad mantenga el control de las personas morales. Sin embargo, los criterios para determinar la existencia de un GIE establecidos en el numeral 2.1 no se modifican.

Comentarios

Las modificaciones al Acuerdo A/047/2017 elevarán los costos y/o la liquidez y/o el capital de trabajo necesarios para satisfacer las necesidades de energía eléctrica mediante el abasto aislado. Si los permisionarios no encuentran sustento en normas jurídicas de jerarquía superior al Acuerdo, los permisionarios podrían enfrentar la imposibilidad de contratar los servicios de terceros, por ejemplo, para la operación o mantenimiento de la central, de manera que sin la especialización suficiente o las economías de escala desarrolladas por el tercero, los costos de operación y por tanto de la energía se podrían elevar.

Aún en ausencia de una ventaja en costos de operación o mantenimiento del tercero, en el escenario descrito, los permisionarios deberán aumentar su capital de trabajo para realizar dichas actividades, al mismo tiempo que deberán obtener el financiamiento para la infraestructura, lo que demandará mayor liquidez de la empresa para cubrir la parte no financiada con deuda de la infraestructura. También es previsible un aumento en los costos financieros asociados a las garantías requeridas para vender excedente o adquirir faltantes en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Para los permisionarios con interconexión al sistema, los costos de operación también se elevarán aún cuando no entreguen energía a la RNT o a las RGD a pesar de que cuenten con la infraestructura capaz de asegurar que no existirá inyección de energía eléctrica, pues seguirá siendo requerida la representación en el MEM y los costos de transacción asociados.

La sujeción de los centros de carga y centrales a las reglas de mercado abre la posibilidad de escenarios en que el abasto aislado conectado a la RNT y las RGD pierda viabilidad económica. La obligación de que toda la generación y carga deben ofrecerse en términos de las reglas del mercado puede conducir a que la central no sea despachada, de manera que la energía consumida será proporcionada por el MEM y por el mismo deberán pagarse las tarifas de transmisión y distribución correspondiente. Aún si la central última en ser despachada en el MEM tuviera un menor costo variable que la central de abasto aislado, la situación descrita podría representar una ineficiencia en costos individual y socialmente si el diferencial de costos variables es menor a los costos de transmisión y distribución. Es decir, no se aprovecharía la ventaja de tener la generación en el mismo sitio de consumo. Los resultados serían similares si la central de abasto aislado es despachada por una cantidad menor a la energía consumida por el centro de carga.

Asimismo, limitar la capacidad instalada de las centrales de abasto aislado interconectadas al sistema puede impedir que se aprovechen economías de escala, lo que podría tener un efecto negativo individual y socialmente. De manera análoga, el que una central no pueda inyectar energía a la red si el centro de carga no está consumiendo en ese momento, puede restringir la oferta en el MEM de manera que se eleven sus precios y los costos individual y social de la provisión de electricidad.

Con relación a la eliminación de todas las disposiciones y referencias al esquema de Generación Local cabe recordar que como se indicaba en el derogado numeral 2.3 *“la Generación local no constituye una nueva modalidad en la titularidad de permisos para generar electricidad ... o bien, en la titularidad de un contrato de Participante del Mercado...”*. Es decir, un interesado sin ser parte del mismo GIE en producir energía eléctrica en un sitio cercano a un centro de carga y entregarla para el consumo de este, simplemente debe solicitar un permiso de generación. Sin embargo, debido que la Ley de la Industria Eléctrica, por un lado, establece que la satisfacción de la demanda de energía eléctrica de un usuario final constituye suministro eléctrico y, por otro, la estricta separación de actividades de la industria, para la entrega de la energía sería necesaria la participación de un Suministrador. Sin la interconexión a la RNT o las RGD no sería necesaria la firma de un contrato de participante de mercado, posiblemente de almacenamiento para garantizar la resiliencia del servicio. Esto elevaría los costos respecto a la interconexión con el sistema, pero dependiendo de las circunstancias podría ser económicamente viable. Más aún si la capacidad de la central es menor a 0.5 MW y no se conecta a las RGD tampoco se consideraría generación distribuida.

