

ACUSE

Oficio No. COFEME/15/1396

Asunto: Dictamen Total (No Final) respecto del anteproyecto denominado "Bases del Mercado Eléctrico".

México, D. F., a 23 de abril de 2015

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ

OFICIAL MAYOR

Secretaría de Energía

Presente



Me refiero al anteproyecto denominado **Bases del Mercado Eléctrico**, y a su respectivo formulario de la Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), ambos instrumentos remitidos por la Secretaría de Energía (SENER) y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) el 9 de marzo de 2015, a través del portal electrónico de la MIR¹.

Cabe mencionar que el anteproyecto y su MIR, cuentan con una primera versión recibida en esta Comisión los días 24 de febrero de 2015 y 24 de marzo del mismo año. Al respecto, este Órgano Desconcentrado emitió la resolución sobre el Acuerdo de Calidad Regulatoria, mediante oficio número COFEME/15/0871.

Por lo anterior, el anteproyecto referido y su MIR se sujetan al proceso de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), derivado de lo cual, con fundamento en los artículos 69-E, fracción II, 69-H, y 69-J de ese ordenamiento legal, y en específico del procedimiento establecido en el "Acuerdo por el que se

¹ www.cofemermir.gob.mx

modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del Diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de agosto de 2010"; publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 16 de noviembre de 2012, la COFEMER emite el siguiente:

DICTAMEN TOTAL

I. CONSIDERACIONES GENERALES

La cadena de valor del mercado eléctrico abarca la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Antes de la Reforma Energética promulgada por el Titular del Ejecutivo Federal, el 20 de diciembre de 2013², este mercado mantenía una estructura verticalmente integrada operada por un monopolio Estatal a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es decir, donde la CFE era el único agente económico a cargo de desempeñar todas las actividades de la cadena de suministro, con excepción de la generación, en donde participaban generadores privados de manera limitada.

La participación del sector privado era permitida por el marco regulatorio sólo cuando la energía eléctrica era producida para fines de autoconsumo, exportación o venta directa a la CFE, siempre a través de un permiso autorizado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)³. Bajo este esquema, la CFE generaba la mayor parte de la electricidad, Petróleos Mexicanos (PEMEX)

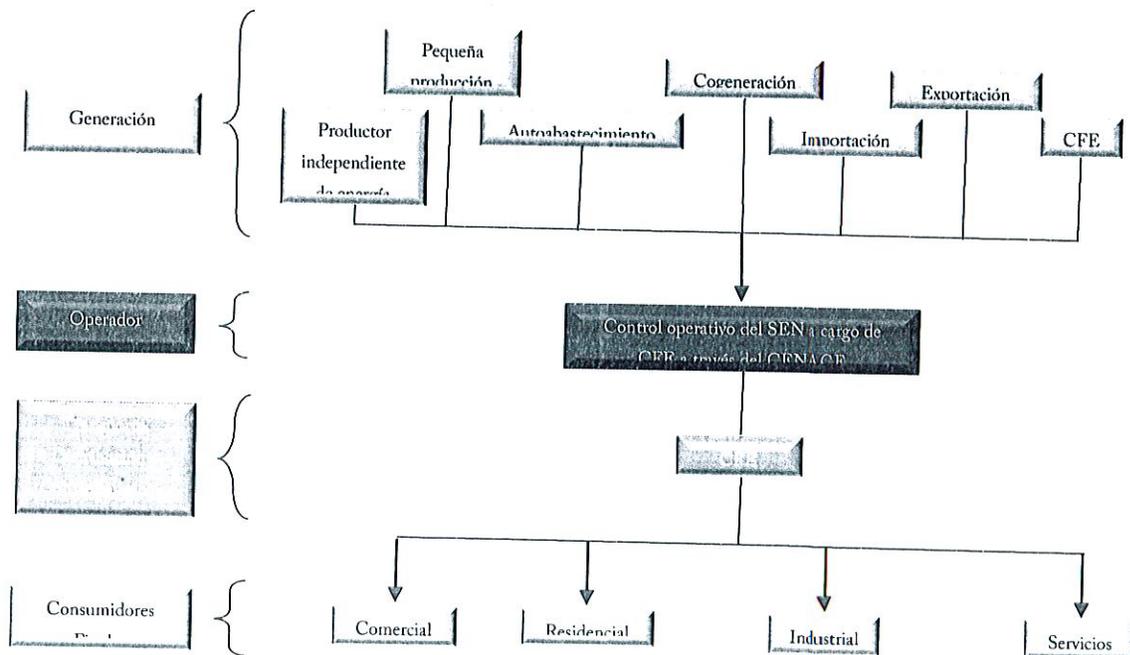
² A través del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía", mediante el cual se reformaron los párrafos cuarto, sexto y octavo del artículo 25; el párrafo sexto y se adiciona el párrafo séptimo del artículo 27; los párrafos cuarto y sexto del artículo 28; de la Constitución, y adicionaron 21 artículos transitorios.

³ Si bien el marco regulatorio vigente antes de la promulgación de la Reforma Energética permitía la participación del sector privado en la actividad de generación, ésta se encontraba limitada, puesto que no se permitía la comercialización de la energía entre privados, más adelante se describirá brevemente la participación de los agentes privados con permisos de generación bajo sus seis modalidades.

producía energía eléctrica para autoconsumo, mientras que los permisionarios generaban energía para ese fin y en caso de contar con excedentes, sólo podían venderla a la CFE para que ésta la empleara en el suministro del servicio público de energía eléctrica.

Las actividades de transmisión, distribución y comercialización de electricidad eran desempeñadas en su totalidad por la CFE. El marco jurídico vigente en ese momento, no permitía que otro tipo de agentes participaran en la transmisión, distribución o comercialización, mientras que la gestión y despacho de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) era llevado a cabo por la CFE, a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Diagrama 1. Esquema del mercado antes de la Reforma Energética.



Fuente: COFEMER.

Bajo este marco regulatorio, el sector privado, a través de 540 permisos en operación en 2013, participaba con el 13% en la generación de electricidad, esto debido a las limitaciones contenidas en los permisos para realizar esta actividad, por ejemplo, los permisos para producción independiente de energía y pequeña producción⁴ se otorgaban exclusivamente para generar energía para su venta a la CFE; los permisos bajo la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración⁵ se otorgaban para destinar la energía producida a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, y sólo en caso de excedentes de producción, se permitía su venta exclusivamente a la CFE. Por su parte, los permisos de importación se empleaban en la generación de energía para usos propios y los permisos de exportación se otorgaban únicamente en los casos en que la energía eléctrica producida se derivara de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

De este modo, la CFE generaba aproximadamente el 87% de la energía eléctrica destinada al servicio público, de un total de 297,546 GWh, producidos en 2013⁶. Esta situación ocasionaba algunos problemas en la actividad de generación tal como lo señala la SENER en la "Prospectiva del sector eléctrico 2014 – 2028"⁷.

"[...] al no permitir la participación propiamente de los privados, se dio una falta de competencia en la generación de electricidad, encareciendo los costos y provocando, a su vez, la existencia de tarifas que no resultan competitivas a nivel internacional..."

⁴ Este tipo de permisos se otorgaba en los casos que la capacidad total del proyecto no excedía 30 MW y en el caso de que la energía se utilizara para el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan 1 MW.

⁵ Los permisos de cogeneración consisten en generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica (Ley del servicio público de energía eléctrica, 1992, artículo 36, fracción II).

⁶ SENER (2014), p. 70)

⁷ SENER (2014)/ "Prospectiva del sector eléctrico 2014 - 2028", México, p. 21, disponible en http://sener.gob.mx/portal/Default_Internmedia.aspx?id=2615

Así, con la Reforma Energética y las leyes secundarias en la materia, como la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se realizó una **apertura en el mercado eléctrico en las actividades de generación y de comercialización**, mientras que el Estado mantiene el ejercicio de las actividades de transmisión y distribución, mediante la participación de la CFE como Empresa Productiva del Estado (EPE)⁸ y sus empresas productivas subsidiarias; con la salvedad de que el sector privado participe en el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución mediante contratos o asociación con las EPE o sus subsidiarias.

Dada la eliminación de las barreras legales para la participación del sector privado en las actividades de generación y comercialización, y la reconfiguración del resto de la cadena de valor, bajo este nuevo esquema, la LIE establece la creación de un **mercado eléctrico mayorista** en el cual los participantes del mercado podrán realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica, potencia⁹, servicios conexos¹⁰, o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica, importación y exportación, derechos financieros de transmisión, certificados de energías limpias (CEL), entre otros.

En esencia, los generadores que se encuentren compitiendo podrán ofrecer en el mercado mayorista su producción a distintos tipos de comercializadores, quienes ofrecerán directamente la energía a los usuarios básicos, o a los usuarios calificados. Con el mercado eléctrico mayorista, operado por el CENACE, se garantiza el acceso abierto al SEN a todos los participantes¹¹.

⁸ Es aquella empresa cuyo objetivo es la creación de valor económico al incrementar los ingresos de la Nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental (SENER, 2014, p. 26).

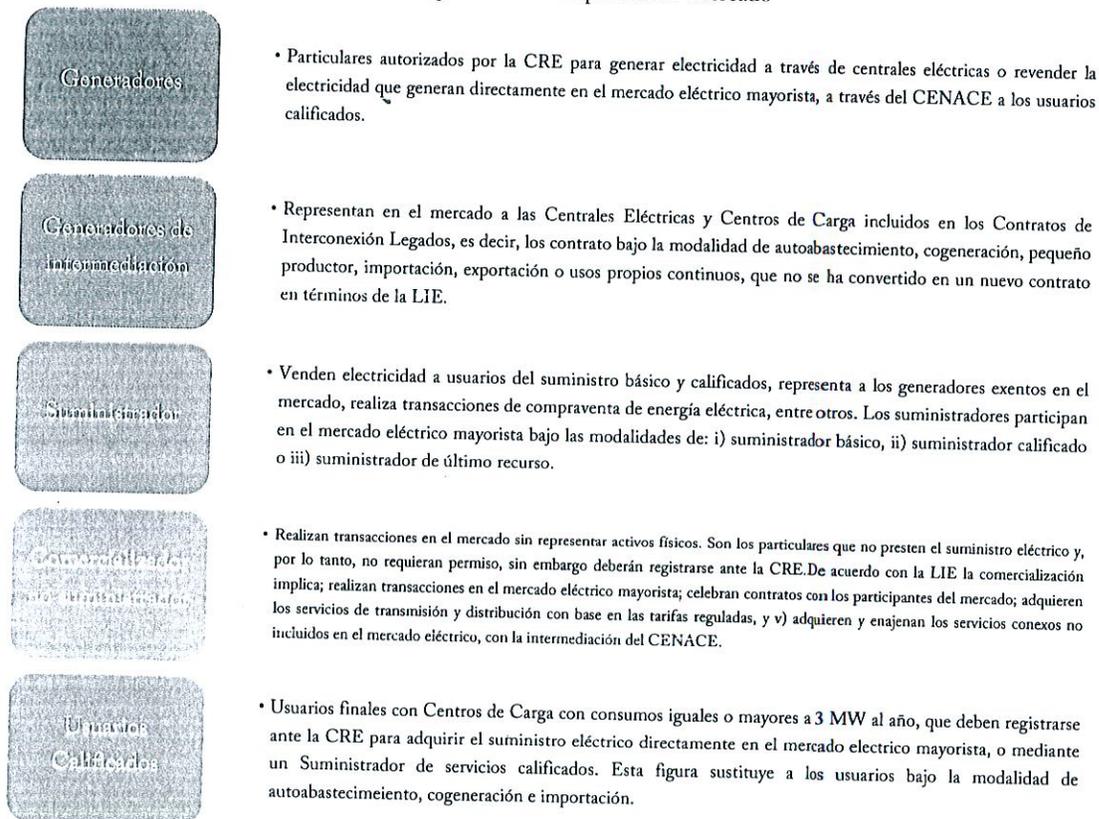
⁹ Se refiere a la capacidad de generación.

¹⁰ Los servicios vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado.

¹¹ SENER (2014, p. 26)

Para la operación eficiente de este nuevo mercado, la SENER, la CRE y el CENACE cuentan con nuevas facultades para garantizar su funcionamiento, incluyendo la manera en que deberán interactuar los **participantes del mercado**; quienes son las personas que celebran el contrato respectivo con el CENACE y de acuerdo con las BME cada contrato debe especificar una sola modalidad de participación en el mercado de las cinco disponibles (generador, generador de intermediación, suministrador, comercializador no suministrador y usuario calificado)¹².

Diagrama 2. Participantes del Mercado



Fuente: COFEMER con base en el anteproyecto, LIE y SENER (2014).

¹² La LIE establece otro tipo de agentes como los transportistas, distribuidores y usuarios de suministro básico, que no participan en el mercado eléctrico mayorista.



Entre las facultades con que cuenta la SENER relacionadas con la operación del mercado, se encuentra la emisión de las **Bases del Mercado Eléctrico (BME)**, definidas como las **disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del mercado eléctrico mayorista**¹³. Las BME establecen los elementos a considerar para realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica; tales como las subastas, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión y CEL. Cabe señalar que si bien la SENER estará a cargo de la primera emisión de las BME, la CRE será responsable de su actualización anual¹⁴.

Asimismo, las BME, en conjunto con las Disposiciones Operativas del Mercado¹⁵, se denominan “Reglas del Mercado”, y establecerán los requisitos mínimos para ser participante del mercado, además, determinarán sus derechos y obligaciones, así como los mecanismos para la resolución de controversias.

Para operar el mercado, el anteproyecto de BME define los mecanismos para que éste funcione de forma eficiente y confiable. Para ello, establece los siguientes modelos que describen las operaciones que se podrán realizar en el corto y en el largo plazo para realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica y otros productos relacionados, y los precios de estas transacciones celebradas en el mercado se calcularán por el CENACE con base en las ofertas que reciba.

- a) Mercado de Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real para energía y servicios conexos;
- b) Mercado de Potencia;

¹³ Artículo 3, fracción I de la LIE.

¹⁴ Artículo 95 de la LIE.

¹⁵ La primera emisión de las Disposiciones Operativas estará a cargo de la SENER y serán actualizadas anualmente por el CENACE. Este instrumento regulatorio contendrá las bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones emitidas por el CENACE, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, de conformidad con las BME.

- c) Mercado de Certificados de Energías Limpias;
- d) Subasta de Mediano Plazo para energía;
- e) Subastas de Largo Plazo para Potencia, Energía Limpia y Certificados de Energía Limpia, y
- f) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

En primer lugar, en los **mercados de día en adelanto y en tiempo real** los participantes del mercado enviarán sus ofertas de compra y venta de energía, así como de servicios conexos al CENACE, para que éste realice el despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados. Para el funcionamiento del mercado de día en adelanto, los participantes del mercado presentarán ofertas horarias programadas para el día siguiente a su realización. En el mercado en tiempo real, las ofertas de compraventa de energía o servicios conexos se realizarán antes de cada hora de operación. Estos mercados se complementarán por un mercado de una hora en adelanto, en el que el sistema de recepción de ofertas cerrará dos horas antes de cada hora de operación.

En el **mercado de potencia**, los generadores y los representantes de los Recursos de Demanda Controlable¹⁶ pueden vender capacidad de potencia en Megawatts (MW) en el mercado con la finalidad de asegurar la disponibilidad de capacidad física y la energía correspondiente en los mercados de día en adelanto y de tiempo real; asimismo, este mercado tiene como objetivo cumplir requisitos mínimos de planificación de reservas. En él, se obliga a los Suministradores y Usuarios Calificados a comprar una cantidad de potencia que corresponde a los Centros de Carga que representan y que será determinada por la CRE como un porcentaje de su demanda máxima o de su demanda en las horas críticas para el sistema. También se obliga a los Suministradores a contratar potencia a futuro a través de contratos para fijar los términos de la compra de potencia a lo largo de un periodo extendido. Otra característica de este mercado es que el CENACE realizará transacciones de potencia para el año inmediato siguiente.

¹⁶ Se refiere a la carga que puede responder a instrucciones para disminuir carga.

En el mercado de certificados de energías limpias, el CENACE operará un mercado *spot* de Certificados de Energías Limpias¹⁷ con una frecuencia que corresponderá a los periodos que establezca la CRE para el cálculo de los certificados a otorgarse y de las obligaciones respectivas. En este mercado los tenedores de CEL presentarán sus ofertas al CENACE para vender sus certificados y los participantes del mercado podrán presentar sus ofertas para comprarlos. Las ofertas de compraventa de certificados se realizarán a cualquier precio.

El CENACE no permitirá que los participantes del mercado realicen ofertas de venta de CEL en exceso de la cantidad que, de acuerdo con la información contenida en el registro correspondiente de la CRE, tengan en su posesión. También se podrán realizar transacciones bilaterales en los que cualquier persona podrá comprar y vender los certificados a través de transacciones independientes o a través de subastas para el servicio público, para lo cual se deberán registrar las transacciones en el Sistema de Registro de Certificados de Energías Limpias de la CRE.

En cuanto a las subastas de mediano plazo para energía, estarán dirigidas a los Suministradores Básicos y otras Entidades Responsables de Carga¹⁸ que fijen precios a través de contratos para la compra o venta de energía para los tres años siguientes con los Generadores y Comercializadores, este tipo de subastas se llevarán a cabo anualmente. Tienen el propósito de garantizar que, antes del Mercado del Día en Adelanto, los Suministradores Básicos tengan una posición neta esperada cerca de cero (ni comprador ni vendedor) a fin de reducir su exposición a los precios del mercado *spot*.

Las subastas de largo plazo para potencia, energía limpia y certificados de energía limpia tienen el objetivo de garantizar una fuente estable de pagos que cubrirán los costos fijos de inversión de nuevas plantas eléctricas, con el fin de reducir el riesgo de las nuevas inversiones, a la vez que el

¹⁷ Son Títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga.

¹⁸ Se refiere a los Suministradores Básicos, Calificados, de Último Recurso y Usuarios Calificados participantes del mercado.

costo de cumplimiento de los requisitos de CEL se establezca para los participantes del mercado que celebren los contratos resultantes. Estas subastas se llevarán a cabo anualmente o con mayor frecuencia en caso de que así se determine por el CENACE y la vigencia de los contratos comenzará tres años después a aquél en que se llevó a cabo la subasta y tendrá una duración de diez años.

Los productos que se ofrecerán en este tipo de subastas por los Generadores son una cantidad fija de potencia o CEL, según corresponda, para cada año del periodo del contrato; o una cantidad fija de energía eléctrica para cada hora del periodo del contrato, entregada en el mercado del día en adelante.

Finalmente, los **derechos financieros de transmisión** son títulos de crédito que otorgan derechos y obligaciones para realizar pagos financieros para la protección contra las diferencias de precio marginales locales en la red. Estos derechos financieros de transmisión no otorgan el derecho físico a usar el sistema de transmisión. La siguiente cita ayuda a comprender el funcionamiento de los derechos financieros de transmisión:

"... En vista que los precios marginales locales de corto plazo consideran los efectos de las congestiones en la red de transmisión y dado que estas congestiones son imprevistas, se produce volatilidad en los precios nodales lo mismo que se traduce en el denominado riesgo de congestión. Ello motiva que los generadores trasladen este riesgo a los usuarios a través de los contratos de largo plazo, con lo cual el diseño pierde eficiencia y sostenibilidad.

Para solucionar esta problemática, en diversos mercados basados en precios nodales, se ha implementado sistemas de derechos financieros de transmisión (DFT) en sus diversas modalidades, como un medio de cobertura contra tal riesgo de congestión. Cabe señalar, que los DFT también son utilizados en diversos

diseños de mercado eléctrico como un mecanismo para generar recursos financieros destinados a la expansión del sistema de transmisión eléctrico..."¹⁹.

Después de la asignación de derechos financieros de transmisión legados, la capacidad de transmisión restante será vendida en **subastas de derechos financieros de transmisión**, y los ingresos procedentes de dichas subastas serán asignados como una devolución a todas las Entidades Responsables de Carga.

Los Derechos Financieros de Transmisión Legados se asignarán en dos grupos: i) titulares de Contratos de Interconexión Legados y Suministradores Básicos.

Las subastas tendrán una Periodicidad y Períodos de Vigencia siguientes:

- En el diseño de primera etapa del mercado, los Derechos Financieros de Transmisión solo serán comprados en subastas centralizadas anuales, con plazos de vigencia de un año, de tres años y de diez años.
- En el mercado de segunda etapa, se introducirán subastas mensuales de reconfiguración que asignarán la compra de derechos Financieros de Transmisión para el mes siguiente y Derechos Financieros de Transmisión para el resto del año.

Es importante mencionar que la implementación de los mercados anteriores se realizará en dos etapas y podrán incluir un periodo de prueba y un periodo de entrada en operación.

¹⁹ Bastidas, Raúl (2009)/ Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima-Perú.

Tabla 1. Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Mercado / Subasta	Pruebas (1ª etapa)	Operación (1ª etapa)	Operación (2ª etapa)
Mercado del día en adelanto y mercado en tiempo real	Septiembre de 2015	31 de diciembre de 2015 (Operación del mercado del día en adelanto: 1 de enero de 2016)	2018
Subastas de largo plazo para Potencia, energía limpia y CEL	Septiembre de 2015	Octubre de 2015 (para contratos que inician en 2018)	
Subastas de Derechos Financieros de Transmisión ^a	Septiembre de 2015	Noviembre de 2015	Enero 2017
Mercado de potencia	Octubre de 2015	Noviembre de 2015	Noviembre de 2016
Subastas de mediano plazo para energía	Septiembre de 2016	Octubre 2016	
Mercado de CEL	2018	2018	

Nota: a/ La asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados se realizará en agosto de 2015.

Fuente: COFEMER con datos del anteproyecto BME.

Por lo anterior, esta Comisión observa que la emisión del anteproyecto contribuirá a fomentar la transparencia en el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, al brindar una estructura en la que se identifican las transacciones que podrán realizar los participantes del mercado, con la finalidad de establecer un mercado competitivo y no discriminatorio.

II.- PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS GENERALES

En el numeral 2 del formulario de la MIR, la SENER explicó que la elaboración del anteproyecto se debió a los problemas relacionados con el esquema de mercado vigente previo a la promulgación de la Reforma Energética. Este esquema tenía las siguientes características:

T



- CFE era la única empresa que podía ofrecer el suministro eléctrico, y
- El mercado eléctrico estaba integrada verticalmente en sus actividades.

Esta estructura, de conformidad con la información expuesta por la SENER, llegaba a representar mayores costos para la provisión del servicio de energía eléctrica, ya que el mercado al estar integrado, no aprovechaba todas las eficiencias a lo largo de la cadena de producción eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización). Esa Secretaría citó como ejemplo que, debido a los altos costos de inversión que implica tanto la expansión de la capacidad de generación como la expansión de las redes de transmisión, la prioridad de los proyectos tenía que seleccionarse con base en aquéllos que fueran vitales para el funcionamiento del SEN.

Además, la SENER mencionó la necesidad de modernizar el sector eléctrico, como se cita a continuación:

"[...] Sin embargo, con el nuevo modelo aprobado con la Reforma constitucional es posible que se desarrollen múltiples proyectos, ya que los recursos de inversión pueden ser tanto públicos como privados. Así, la Reforma Eléctrica buscaba modernizar el sector, mediante la separación legal y funcional de la cadena de producción. De esta forma, se pretende generar competencia en cada una de las etapas, lo que implica una mejora en los procesos, en costo en la provisión del servicio y una mayor calidad. Para que este proceso de competencia sea posible, fue necesario que la Ley de la Industria Eléctrica, previera la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista, en el cual los generadores de electricidad comercializaran la energía que generan y los centros de carga o comercializadores puedan acceder a ella a mejores precios. Así, aquellos generadores que entreguen energía a la red al mejor precio posible, son los que estarán abasteciendo los requerimientos de la demanda. En este Mercado, también se prevé la comercialización de servicios conexos y de los Certificados de Energías Limpias. Así, las Bases que se presentan brindan los elementos para que esta oferta y demanda de energía se realice bajo criterios transparentes y competitivos, buscando eliminar barreras en este sector".

En este contexto, la SENER señaló que para que las actividades en la provisión del servicio eléctrico se realicen bajo criterios, procedimientos y estándares homogéneos y transparentes, es necesario emitir disposiciones administrativas que contengan los principios de diseño y operación



del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de que la actuación de los participantes se dé en igualdad de condiciones y no discriminatorias, por lo que las BME constituyen el elemento esencial para elaborar criterios, guías, lineamientos, manuales en temas específicos, por ejemplo de facturación, cobranza, planeación, coordinación, pagos, entre otros. De este modo, la SENER estableció los siguientes objetivos regulatorios que pretende alcanzar con la emisión de la propuesta regulatoria:

"Las Reglas del Mercado [...] tienen como objetivo lograr un mercado abierto y competitivo, así como asegurar el suministro eléctrico a largo plazo. Estas Reglas buscarán promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como cumplir con las metas de reducción de emisiones contaminantes y procurar el ambiente por medio de la sustitución de energías fósiles por energías limpias. En particular, las Bases del Mercado Eléctrico, que se presentan en esta ocasión, contienen los principios del diseño del funcionamiento y operación del mercado eléctrico mayorista. Dentro de la estructura de las Bases del Mercado Eléctrico, se establecen por ejemplo, los procedimientos de registro y certificación de los participantes del mercado; de planeación de la generación, de las redes de distribución y transmisión, así como la interconexión de centrales eléctricas para el funcionamiento del mercado eléctrico de largo plazo; se reglamenta la operación, mantenimiento y coordinación del mercado de Gas Natural para el mediano plazo, se establecen las reglas e instrumentos de operación del mercado en tiempo real y de día en adelante; se establece el funcionamiento del mercado de certificados de energías limpia, y se establecen reglas generales, procedimientos y casos para la administración, operación, planeación y requerimientos de contabilidad facturación, de las operaciones de mercado, instrumentos de mercado, y criterios de interconexión. De esta forma, con las Bases se establecen procedimientos y reglas claras que deberán cumplir los participantes del mercado eléctrico, con lo cual se fomenta una sana competencia entre dichos participantes. Esto permitirá obtener mayor inversión, necesaria para que, por ejemplo, los generadores logren ser más eficientes en la competencia del mercado, lo cual hará que impactará en el costo de provisión del servicio".

Sobre este punto, la COFEMER observa que la propuesta regulatoria establece la operación de mercados de corto plazo en tiempo real y en un día en adelanto para energía y servicios conexos, y por otro lado, crea un mercado de largo plazo en el que se comercializa potencia, energía limpia y CEL. Asimismo, se observa que en el mercado de largo plazo no se contemplan subastas de energía generada con fuentes convencionales, ni tampoco se especifica si en el corto plazo el mercado de energía contempla las fuentes de energías limpias. Por este motivo, se solicita a la



SENER proporcionar mayor información en el numeral 1 del formulario de la MIR, en el cual se describa lo siguiente:

- 1) Los objetivos que se persiguen en cada uno de los mercados establecidos en el anteproyecto (energía y servicios conexos, potencia, energía limpia, CEL y derechos financieros de transmisión);
- 2) La finalidad con la que se propone establecer dos etapas, periodos de prueba y operación para la implementación del mercado eléctrico mayorista, y
- 3) Especificar a qué problemas específicos atiende el desarrollo de cada uno de estos mercados.

III. POSIBLES ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN

1. En este apartado, la SENER incluyó en el numeral 4 de la MIR las siguientes alternativas:

"Esquemas de autorregulación"

No implica una alternativa con la que se pueda resolver la problemática planteada debido a la diversidad de participantes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores), y a que éstos buscan objetivos distintos (maximización del beneficio vs minimización de costos), por lo que no es factible considerar que cada uno de ellos actúe conforme a lo que maximice el beneficio social.

No emitir regulación alguna

De no emitirse las Bases del Mercado se estaría incumpliendo con lo señalado en la Ley de la Industria Eléctrica, por lo que no se contaría con los principios de diseño y operación que serán necesarios para el desarrollo de las actividades de los participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista. De no contarse con estas bases, se podrían generar procedimientos o requisitos arbitrarios que no brinden certeza ni transparencia a las actividades del Mercado Eléctrico, por lo que pudieran generarse acciones anticompetitivas en el sector, distorsionando los objetivos que se buscan con la reforma energética".



La COFEMER toma nota de las alternativas evaluadas por la SENER, y resalta que la finalidad de emitir las BME, es brindar certidumbre a los participantes del mercado, mediante el establecimiento de procedimientos y criterios que permitan generar competencia y con ello, incrementar el suministro de energía eléctrica y la calidad en el servicio. Por este motivo, desde el punto de vista de esta Comisión, sería recomendable que el análisis se centre en la búsqueda de opciones a través de la experiencia internacional.

En ese sentido, es importante que la SENER tome en cuenta aspectos clave a fin de identificar opciones de gran relevancia para el mercado mexicano, tales como la regulación técnica esté relacionada a redes inteligentes y enfocada a sistemas de generación distribuida; contratos de compra-venta de electricidad simples y breves²⁰, normatividad técnica para la construcción operación y mantenimiento, tanto de generación distribuida como de redes inteligentes; por mencionar algunos.

Actualmente existen estudios comparativos que permiten identificar áreas de oportunidad en materia de órganos reguladores del sector energía, que pueden ser de gran ayuda para identificar medidas alternas en cuanto a políticas públicas para el desarrollo de sistemas de generación distribuidas. A continuación se presenta una tabla comparativa de dichos sistemas en distintos países.

²⁰ Una extensión promedio de entre dos y tres páginas, algunos contratos en el mercado norteamericano tienen una extensión de 70 páginas.

Tabla 2. Experiencia internacional en sistemas de generación distribuida

	Australia	China	India	Corea del Sur	Japón	Estados Unidos	Canadá
Esquemas de comercio de emisiones	X						
<i>Feed-in tariffs</i>	X	X	X	X			
Metas de participación de energías renovables	X	X	X	X	X	X	X
Subvenciones de capital, subsidios, préstamos o descuentos	X		X	X	X	X	X
Incentivos fiscales (exenciones, rebajas, créditos, etc.)		X	X	X		X	X
Incentivos a la producción							X
Sistemas de cuotas (basada en los recursos)		X	X		X		
Medición neta						X	X
Licitación	X	X	X				X
MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio)		X	X				
<i>Stand-by rates</i>						X	
Ajustes de ingresos perdidos						X	
Normas de interconexión						X	
Esquemas voluntarios (e.g. comunidad)	X						

Fuente: Varun Patel and Mal Coble, IBM 2013

- Por otra parte, en el numeral 6 del formulario de la MIR, la SENER describió la forma en que la problemática se encuentra regulada en otros países al mencionar que los sistemas eléctricos en el mundo han transitado de esquemas caracterizados por la participación de grandes compañías verticalmente integradas, hacia mercados competitivos en los que generadores y clientes interactúan en la generación, comercialización y consumo de energía eléctrica.

La SENER mencionó que bajo estos nuevos esquemas, surgió la necesidad de establecer ordenamientos que regulen detalladamente todos los aspectos de los mercados eléctricos, para asegurar un servicio confiable, a un costo razonable y que permita alcanzar metas tales como la reducción de emisiones contaminantes. Para ejemplificar esta situación, esa Secretaría citó los casos de Estados Unidos, el Reino Unido y Chile enfocando su análisis en el orden de gobierno que regula cada una de las actividades del mercado eléctrico en esos países.

Por ejemplo, en el caso de Estados Unidos se señaló lo siguiente:

"[...] Por ejemplo, el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO, por sus siglas en inglés) es regulado por Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés); respecto a la transmisión interestatal y a las tarifas, la Comisión de Empresas Públicas de California regula las empresas privadas que operan en el área, y las empresas públicas se regulan por sus respectivos consejos locales. En el siguiente nivel jerárquico se tienen los manuales de prácticas de negocios en los que se establecen reglas detalladas, procedimientos y ejemplos para la administración, operación, planeación y requerimientos de contabilidad de los mercados; existen manuales para los procesos de facturación, las operaciones de mercado, instrumentos de mercado, criterios de interconexión, entre otros. A los manuales les siguen en orden de importancia los procedimientos operativos, en los que se definen las políticas y autoridades relacionadas con las tarifas y los manuales; se incluyen procedimientos de las operaciones de transmisión, de emergencia, regionales, entre otros. En general, cada uno de los diez mercados eléctricos estadounidenses se regula de manera muy similar al mercado californiano; es decir, los mercados se sujetan a los ordenamientos federales correspondientes, y elaboran con mayor nivel de detalle la legislación que regula los elementos específicos de cada mercado. No obstante, cabe señalar que cada mercado eléctrico en dicho país presenta distintos grados de apertura, así como metas, mecanismos y objetivos diferentes en aspectos de política pública."

Retomando la información presentada por la SENER se tiene que la transmisión interestatal de energía eléctrica es regulada a nivel federal, mientras que las ventas minoristas y los servicios de distribución se regulan a nivel estatal, y aspectos como los impactos ambientales se regulan a nivel local.

Análogamente, la SENER ejemplificó los casos del Reino Unido y de Chile:

"[...] Por ejemplo, el esquema regulatorio en el Reino Unido opera mediante un sistema legislativo, licencias y códigos industriales. El Acto de Electricidad de 1989 es el ordenamiento legal principal y en él se establece el régimen de licencias –que aplica a todas las actividades del sistema eléctrico británico– y las obligaciones y facultades del órgano regulador. A éste le siguen en orden jerárquico, entre otros, el Código de Conexión y Uso del Sistema, el Código de Balanceo y Acuerdos, que contiene las disposiciones del mercado al mayoreo, y el Código de la Red que establece los procedimientos operativos y los principios relacionados con la operación de la Red Nacional de Transmisión de Gran Bretaña.[...]"

"[...] Finalmente, el mercado eléctrico de Chile se divide en dos grandes regiones, el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande; la producción, transporte, distribución, concesiones, tarifas y las funciones del Estado relacionadas con estas materias en ambas regiones, se regulan por la Ley General de Servicios Eléctricos. En orden jerárquico, le siguen el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga y el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y, finalmente, las normas técnicas regulan con mayor nivel de detalle aspectos específicos de los dos sistemas eléctricos chilenos, de entre los que destacan la norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio, la cual contiene exigencias mínimas para diseño de instalaciones, la norma de Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio y Habilitación, y la norma de Monitoreo de Instalaciones. [...]"

Al respecto, esta Comisión recomienda lo siguiente:

- 1) Describir cómo operan los mercados eléctricos mayoristas en esos países (Estados Unidos, Reino Unido y Chile), así como en otras experiencias comparables, es decir, si la apertura del mercado se dio en la actividad de generación y comercialización, similar al caso de México, o se dio en toda la cadena de valor de la industria eléctrica, y qué mecanismos se han utilizado para garantizar el acceso no indebidamente discriminatorio en cada una de las actividades de la cadena de valor y propiciar la competencia;



- 2) Describir qué beneficios se han observado para la sociedad en general con los mecanismos utilizados en el ámbito internacional, en términos de aumento de la oferta de energía eléctrica o reducción de tarifas eléctricas, por mencionar algunos, y
- 3) Señalar qué elementos se retomaron de la regulación internacional en la elaboración de la propuesta regulatoria.
- 4) Sumado a lo descrito anteriormente, resulta relevante tomar aspectos como el tipo de información que el sector eléctrico pone a disposición de los diferentes usuarios en cada uno de los países, a fin de generar certidumbre referente a expansión de la red, así como claridad en los costos, capacidad y estándares de interconexión establecidos. Asimismo, es importante mencionar mejores prácticas en cuanto al capital humano, es decir, las nuevas capacidades técnicas necesarias para el diseño, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los esquemas de generación distribuida. Y, finalmente, los incentivos utilizados tanto para generar nuevos modelos de negocios bien diseñados y esquemas de financiamiento ad hoc, como incentivos que permitan promover la generación distribuida en los diferentes ámbitos del gobierno.

IV. IMPACTO DE LA REGULACIÓN

A. Trámites

En el formulario de la MIR, la SENER identificó 34 trámites²¹ que serán creados con el anteproyecto, sin embargo, a partir del análisis de la información proporcionada por esa Secretaría, esta Comisión considera que de los trámites identificados, únicamente encuadran en la definición de trámite²² los siguientes:

²¹ Véase el documento anexo a la MIR denominado 34172.177.59.3.Tramites Obligaciones CONSOLIDADO 200215.docx.

²² Artículo 69-B, tercer párrafo de la LFPA.

- 1) Solicitud de modificación a las Disposiciones Operativas del Mercado
- 2) Registro y Certificación de Participante del Mercado
- 3) Entrega de información relacionada con la confiabilidad
- 4) Entrega de información de Límites de Seguridad
- 5) Reporte de contratos bilaterales de potencia
- 6) Presentar ofertas de compra en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión (DFT)
- 7) Registro de las Entidades Responsables de Carga (ERCs) y generadores de electricidad a las Subastas de Servicio Básico
- 8) Presentar ofertas de compra en las Subastas de Servicios Básicos
- 9) Presentar ofertas de venta en las Subastas de Servicios Básicos
- 10) Aviso de Paro forzado Inmediato
- 11) Registro de parámetros de costos y capacidad
- 12) Envío de Pronósticos de Carga y Demanda de Energía Eléctrica
- 13) Envío de Pronósticos Generación
- 14) Envío de Pronósticos Disponibilidad
- 15) Verificación del sistema de medición
- 16) Procedimiento de Contraversia entre el CENACE y los PM

1) Al respecto, esta Comisión tiene las siguientes recomendaciones generales, con la finalidad de que los trámites a inscribir por parte de la SENER, contengan la información mínima establecida en el artículo 69-M de la LFPA²³:

"69-B [...]

[...]

Para efectos de esta Ley, por trámite se entiende cualquier solicitud o entrega de información que las personas físicas o morales del sector privado hagan ante una dependencia u organismo descentralizado, ya sea para cumplir una obligación, obtener un beneficio o servicio o, en general, a fin de que se emita una resolución, así como cualquier documento que dichas personas estén obligadas a conservar, no comprendiéndose aquella documentación o información que sólo tenga que presentarse en caso de un requerimiento de una dependencia u organismo descentralizado."

²³ Casos en los que debe o puede realizarse el trámite; medios de presentación (escrito libre, formato, u otro); el formato correspondiente, en su caso, y su fecha de publicación en el DOF; datos y documentos específicos que debe contener o se deben adjuntar al trámite; plazo máximo que tiene la dependencia u organismo descentralizado para resolver el trámite y si se aplica la afirmativa o negativa ficta, y la vigencia de los permisos, licencias, autorizaciones, registros y demás resoluciones que se emitan.

P

- Se sugiere que el nombre de todos los trámites sea autocontenido, es decir, que refleje de manera clara la gestión que deberán llevar a cabo los sujetos regulados ante la autoridad;
 - Para los trámites en los que se requiera un formato, éste deberá estar publicado en el DOF;
 - Los documentos y requisitos que no estén incluidos en el cuerpo del anteproyecto, deberán estar previstos en un acto administrativo de carácter general expedido por las Dependencias u Organismos Descentralizados de la Administración Pública Federal, y
 - Especificar los plazos máximos de respuesta y de prevención de información faltante, a fin de brindar transparencia al procedimiento de gestión del trámite en beneficio de los particulares interesados.
- 2) Por otra parte, esta Comisión recomienda justificar los objetivos que se persiguen con los siguientes trámites y, en su caso, valorar si son la mejor opción en términos de costos administrativos para el logro de dichos objetivos:
- a) En el Capítulo II, apartado 5.6, regla 1) se establece que: *"Los Generadores que representen Centrales Eléctricas interconectadas al SEN deberán notificar al CENACE los retiros programados de sus Centrales Eléctricas. Dicha notificación deberá ocurrir cuando menos 90 días antes de la fecha programada de retiro"*.
 - b) En el Capítulo II, apartado 5.3, regla 15, inciso a) fracción iv se establece que: *"Cuando parte de la capacidad de una Central Eléctrica está incluida en el Contrato de Interconexión Legado y parte de la capacidad está registrada con un generador, se requerirá la autorización previa de la Unidad de Vigilancia del Mercado para realizar, en un periodo de 2 meses, un aumento y una reducción en la capacidad total de una Unidad de Central Eléctrica"*.



- c) En el Capítulo III, apartado 3, Regla 6, fracción ii, se establece lo siguiente para los participantes del mercado: *"Informar a la brevedad al CENACE de cualquier cambio del estado de cualquier instalación o equipo conectado al Sistema Eléctrico Nacional, como se describe en estas Reglas del Mercado o de cualquier otro cambio o cambio programado en sus instalaciones o equipos que podría tener un efecto sobre la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional"*.
- d) En el Capítulo VI, apartado 2, regla 2) inciso 1), se establece el trámite de Solicitud de Licencia de Emergencia y la Solicitud de Licencia de Salida Programada:

"1) Prórroga de Licencias de Salidas Programadas.

Al amparo de la Licencia de Salida Programada original; no se otorgarán extensiones o ampliaciones del plazo autorizado inicialmente. Si un Generador, representante de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportista o Distribuidor requiere continuar con su Salida por Mantenimiento después de la fecha autorizada en la Licencia de Salida Programada, deberá notificarlo anticipadamente al CENACE, en consecuencia deberá considerarse como una salida forzada, otorgándosele una Licencia de Emergencia. El CENACE establecerá los tiempos y los medios para las notificaciones."

- 3) Por otra parte, esta Comisión recomienda atender las observaciones encontradas en los trámites que se señalan, conforme a lo siguiente:

- a) Con relación al trámite *"Entrega de información relacionada con la confiabilidad"*, en el Capítulo III, apartado 3 Regla 4, se establece que: *"El CENACE debe publicar una lista de los requerimientos de información relacionada con la confiabilidad, así como los plazos en que dicha información será proporcionada"*.

Al respecto, la COFEMER recomienda a la SENER especificar los requisitos mínimos que deberán entregar los participantes del mercado al CENACE, con la finalidad de establecer el fundamento jurídico de los mismos. En caso de que esta obligación para el CENACE se realice posterior a la entrada en vigor de las BME, los requerimientos de información

deberán someterse al proceso de mejora regulatoria establecido en el Título Tercero A de la LFPA.

- b) En el capítulo X, apartado 1, regla 1), inciso f) fracción v, punto a. con relación al trámite "Verificación del sistema de medición",

"Cada sistema de medición local ubicado en el punto de entrega utilizado para la facturación y liquidación, será verificado a costo del propietario del equipo a intervalo anual, y los registros de su exactitud mantenidos de acuerdo con las buenas prácticas. A petición de cualquiera de las partes, un sistema de medición se puede someter a prueba de verificación, pero, si se observa que no existe una desviación mayor a la permitida, la parte solicitante pagará por la prueba; en caso contrario el costo de la prueba será responsabilidad del Transportista o Distribuidor correspondiente. Se notificará al CENACE para fines de auditoría y control."

Se recomienda aclarar ante quién se realizará la solicitud de "Verificación de los sistemas de medición", además, se sugiere a la SENER establecer los requisitos o documentación que deberá entregar el particular para cumplir con el trámite, con la finalidad de promover certidumbre jurídica. Por otra parte, se recomienda señalar quién debe notificar al CENACE para fines de auditoría y control.

B. Acciones regulatorias

En el formulario de la MIR, como parte de los anexos, la SENER identificó diversas acciones regulatorias que se establecen en la propuesta regulatoria. Tales acciones representan obligaciones, sanciones, restricciones, entre otras, que deberán cumplir los participantes del mercado para operar en el mercado eléctrico mayorista.

1. A continuación, este Órgano Desconcentrado presenta una lista con las acciones regulatorias que requieren mayor precisión en su justificación, con la finalidad de aclarar cómo esas acciones



contribuirán a lograr los objetivos que se pretenden alcanzar con la emisión de la regulación, como es la apertura del mercado y el acceso no discriminatorio:

Capítulo II. Disposiciones Generales

Acción Regulatoria	Observaciones
<p>5.2 Requisitos para los Participantes del Mercado</p> <p>1) Todos los Participantes del Mercado estarán sujetos a celebrar con el CENACE un contrato de Participante del Mercado especificando su identidad legal, sus derechos para comprar y vender energía, Potencia, Servicios Conexos, Derechos Financieros de Transmisión y Certificados de Energías Limpias en el Mercado, así como la obligación del Participante del Mercado de cumplir con las Reglas del Mercado. <u>El contrato de Participante del Mercado contendrá Anexos que permiten el registro de los activos físicos</u> (Centrales Eléctricas, incluyendo las Redes Particulares asociadas con ellas, y Centros de Carga), que presenten los Participantes del Mercado. A petición de cualquiera de las partes, un sistema de medición se puede someter a prueba de verificación.</p>	<p>Se recomienda abundar sobre el contenido y justificación de los <i>Anexos</i> mencionados, ello con la finalidad de conocer si tales <i>Anexos</i> no implicarán trámites o acciones regulatorias adicionales, además de transparentar el contenido de los contrato que deberán atender los Participantes del Mercado.</p>
<p>5.3 Requisitos de Infraestructura Física</p> <p>3) Se establecerán requisitos mínimos de información para las <u>Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas</u>. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán los criterios para determinar cuáles Centrales Eléctricas serán Indirectamente Modeladas.</p>	<p>La SENER señala que para las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas se establecerán requisitos posteriores para el registro correspondiente de activos físicos que prevé el numeral. Al respecto resultaría conveniente que en el anteproyecto se incluyera la definición de ese tipo de Centrales a fin de precisar a qué grupo de particulares le corresponderá cumplir a futuro con esa acción regulatoria.</p>

Capítulo III. *Confiabilidad del Sistema*

Acción Regulatoria	Observaciones
<p>7) Obligaciones de los Generadores.</p> <p>a) Cada Central Eléctrica que participa en el Mercado Eléctrico Mayorista operado por el CENACE y todos aquellos considerados Generadores Exentos y que se encuentren sincronizados al Sistema Eléctrico Nacional, <u>deben operar</u> y mantener sus instalaciones y equipos de generación <u>de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del Sistema Eléctrico Nacional</u> y asistirá al CENACE en el desempeño de sus responsabilidades relacionadas con la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a, lo siguiente:</p> <p>i. <u>Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicaciones confiables</u>, para facilitar el cambio de potencia, y el inicio del proceso de restauración, con el fin de ayudar al CENACE ante una afectación importante del suministro eléctrico o una interrupción extrema, o de emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>[...]</p>	<p>Esta Comisión recomienda establecer dentro del anteproyecto requisitos mínimos para el mantenimiento de equipos e instalaciones de las Centrales Eléctricas, en específico para que los Generadores cuenten con elementos que les permita distinguir que sus operaciones están siendo <i>consistentes y confiables</i> con el funcionamiento del SEN o que les permitan asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicaciones confiables.</p>
<p>5. Seguridad del Sistema</p> <p>5) Restauración del Sistema.</p> <p>...</p> <p>e) Todos los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares deben contar con procedimientos operativos para la restauración de la red bajo su responsabilidad.</p>	<p>Se recomienda a la SENER incluir los procedimientos mínimos operativos que Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares deberán contar, con la finalidad de dar cumplimiento a la disposición señalada.</p>

Capítulo V. Operaciones del mercado

Acción Regulatoria	Observaciones
1. Modelo Comercial y de la Red 11) Modelado de carga. g) <u>Al terminar el día de operación, los Transportistas, Distribuidores y Entidades Responsables de Carga reportarán el consumo de los Centros de Carga que les corresponda medir.</u> Si la medición por hora no está disponible, el CENACE utilizará perfiles de carga para estimar la medición por hora de los retiros de cada Entidad Responsable de Carga.	Se sugiere incluir la justificación correspondiente.
3.5 Mercado en Tiempo Real. 4) Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho en tiempo real: i. La banda de tolerancia será de 5 MW o 10% de la instrucción de despacho, la que resulte menor.	Se sugiere justificar si una banda de tolerancia de 5MW o 10% de la instrucción del despacho es un parámetro adecuado para evitar las penalizaciones correspondientes.

Capítulo IX. Administración del Crédito

Acción Regulatoria	Observaciones de la COFEMER
1. Requisitos de Crédito 1) En las transacciones del Mercado del Día en Adelanto, Mercado de Tiempo Real, mercado de Potencia y Derechos Financieros de Transmisión, <u>el CENACE aplicará requisitos de crédito</u> en relación con las posiciones abiertas de los Participantes del Mercado y con las ofertas de los Participantes del Mercado para abrir nuevas posiciones.	Con la finalidad cumplir con la garantía y certidumbre que prevé la SENER, se recomienda incluir en el anteproyecto los requisitos que aplicará el CENACE, para determinar los requisitos de crédito.

Capítulo X. *Facturación y pagos*

Acción Regulatoria	Observaciones de la COFEMER
1. Medición 1) Medición de Facturación f) ... iv. Toda lectura o comparaciones necesarias para asegurar que la información de medición es válida y consistente, <u>debe llevarse a cabo antes del ciclo de facturación y liquidación descrito en el Manual de Prácticas de Mercado</u> correspondientes a la conciliación de mediciones establecido por el CENACE.	Con la finalidad de asegurar que la información que se prevé en el numeral sea acorde a lo que prevé el numeral, sería recomendable que la SENER considere la publicación del Manual de Prácticas de Mercado de manera coordinada a que entré en vigor las Bases de Mercado.
1. Medición 1) Medición de Facturación f) ... v. Cada sistema de medición local ubicado en el punto de entrega utilizado para la facturación y liquidación, <u>será verificado a costo del propietario del equipo a intervalo anual</u> , y los registros de su exactitud mantenidos de acuerdo con las buenas prácticas. ...	Se sugiere incluir la justificación correspondiente y estimar el costo que representa esta obligación para los particulares en el análisis de Costo-Beneficio.

2. Adicionalmente a lo anterior, se considera conveniente que la SENER pudiera justificar y explicar los objetivos de las siguientes acciones regulatorias:

- 1) En relación con lo señalado en el Capítulo I, párrafo 14 y Capítulo VII del anteproyecto, se observa que los generadores que intervengan en las subastas para cobertura de energía en Potencia, CEL, energía limpia y Derechos Financieros de Transmisión, deberán celebrar contratos de largo plazo, con una vigencia de 10 años. Al respecto, la COFEMER recomienda a la SENER justificar cómo se determinó este plazo y señalar si éste es suficiente para que los generadores recuperen la inversión. En caso de que la SENER opte por ampliar

P

el plazo sería recomendable que expliqué cómo determino tal plazo con la finalidad de brindar certidumbre jurídica a los interesados.

- 2) Respecto al Capítulo I, numeral 3, inciso a), fracción viii, esta Comisión observa que una de las características para implementar la primera etapa en el mercado en tiempo real para energía y servicios conexos es la siguiente:

"Las instrucciones de arranque de unidades por motivos económicos en el Mercado en Tiempo Real se emitirán solo en casos notorios y con base en cálculos simplificados realizados por el CENACE."

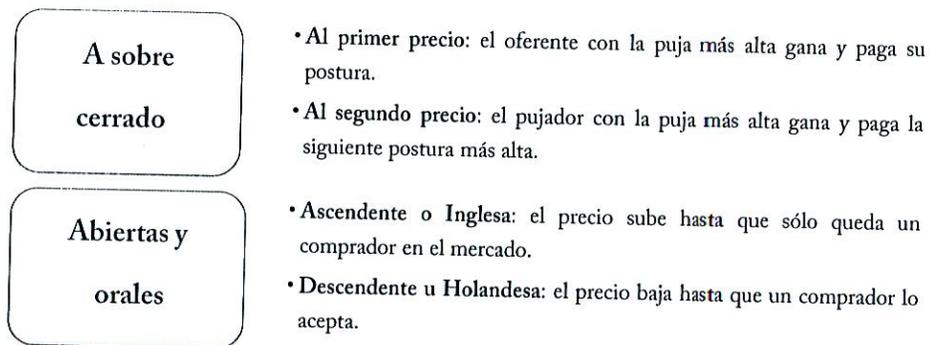
Al respecto, se recomienda definir dentro del cuerpo del anteproyecto, cuáles podrían ser esos "casos notorios" o en su caso, establecer los criterios para determinarlos. Lo anterior, con la finalidad de brindar certidumbre en la operación de las Unidades de Centros de Carga.

- 3) Para las disposiciones contenidas en el Capítulo VII, apartado 4.1, regla 4, inciso a), en el que se prevé la estructura de subastas, este Órgano Desconcentrado recomienda a la SENER aclarar si se llevarán a cabo subastas *ad hoc*, para cada caso o mercado contemplado en las BME con base en objetivos y variables específicas a maximizar, o si se tiene previsto llevar a cabo algún tipo de subasta en particular, tales como subastas inglesas, holandesas, en sobre cerrado, en reversa, etc. Dicha precisión es importante para prevenir colusión entre los participantes y con ello evitar que los participantes en las subastas pudieran incidir en los precios, disponibilidad y cantidad ofrecida del servicio.

En este sentido, el diseño de la subasta debe ser realizado según el propósito que se pretenda alcanzar. Concretamente, son dos objetivos los que se pueden lograr a través de una subasta: maximizar los ingresos que recauda el gobierno, y mejorar las condiciones de competencia. Las primeras son conocidas como óptimas, mientras que las segundas se

conocen como subastas eficientes. En tal sentido, se recomienda a la SENER diseñar las subastas de tal manera que asegure lo segundo. Es decir, de las siguientes variantes existentes de subastas, se sugiere elija aquella que efectivamente mejore las condiciones de competencia en el sector.

Diagrama 3. Principales tipos de Subastas



De manera específica, con el objetivo de mejorar las condiciones de competencia, se deben prevenir prácticas colusivas, de depredación, y de disuasión a la entrada. Por este motivo, una subasta debe propiciar la participación de un número importante de oferentes, ya que con ello se minimizan las posibilidades de colusión entre los participantes, se maximiza el ingreso para el subastador al obligar a los oferentes a actuar de manera más agresiva en la oferta, y mejora la posibilidad de generar competencia en el mercado.

En este sentido, de acuerdo con Klemperer (2002)²⁴, se deben evitar subastas de tipo ascendente, aunada a pocos participantes en la misma, puesto que este diseño incentiva a que los participantes lleguen a un acuerdo entre ellos, y cuando se alcanza ese consenso en precio, dejan de pujar para que este no siga subiendo.

²⁴ Klemperer, (2002)/ What really matters in auction design. Journal of economic perspectives.

Al respecto, se sugiere recurrir al anonimato de posturas, de manera que se elimine la capacidad de señalar a otros participantes. Asimismo, las subastas a sobre cerrado también dificultan la colusión entre los participantes, ya que las empresas no pueden usar sus pujas para señalar a los demás, ni pueden castigar a los participantes por rehusarse a cooperar, ya que no tendrían la información para saber cuál de ellos no ha cooperado.

En este sentido, la literatura especializada sugiere que el mejor diseño de subasta para evitar la colusión entre los participantes, y con ello mejorar la competencia, es una combinación de una subasta ascendente con una descendente, también conocida como subasta Anglo-Holandesa. Esta subasta, propuesta por Binmore y Klemperer (2002)²⁵, como mecanismo de asignación del espectro radioeléctrico en Estados Unidos y Reino Unido, sugiere que se inicie incrementando el precio sucesivamente hasta que sólo quedan $n+1$ postores (fase inglesa). Después, estos "sobrevivientes" hacen una puja a sobre cerrado, que no puede ser menor al precio fijado en la fase inglesa, para convertirse en uno de los n ganadores que paguen, ya sea su postura o la enésima más alta (fase holandesa).

En síntesis, se recomienda que la SENER considere alguno de los esquemas de subastas mencionados anteriormente y, a su vez, que el diseño específico de la subasta minimice la información disponible entre los participantes de la licitación, evite barreras a la entrada en el establecimiento de los requisitos de la licitación, y maximice el número de participantes en la misma, ya que todos estos elementos dificultan que los participantes encuentren oportunidad para la coordinación y no tengan la posibilidad de castigar desviaciones, en dado caso de que se realice un acuerdo.

²⁵ Binmore, & Klemperer. (2002)/ The biggest auction ever: the sale of the British 3G Telecom Licenses. CEPR Discussion papers.

Aunado a lo anterior, es muy importante asegurar que los requisitos para entrar en las subastas no se transformen en mecanismos que estén disuadiendo la entrada de participantes o impongan barreras a la entrada a participantes de menor tamaño. Concretamente, se debe revisar el Capítulo VII, numeral 4.2, inciso 1. d), en el cual se establecen "cantidades mínimas de ofertas en las subastas", con el objetivo de "evitar el uso de un número excesivo de contratos de tamaño reducido".

Finalmente, se recomienda diseñar las subastas de tal manera que aseguren la capacidad del mercado eléctrico en el futuro, y así evitar la posible falta de generación eléctrica derivada de un aumento en la demanda futura. A manera de ejemplo, la Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) en Reino Unido ha implementado "subastas obligatorias", las cuales condicionan las licencias de grandes generadores integrados verticalmente para que pongan a disposición del mercado entre 10 y 20% de su electricidad; asegurando así que el suministro eléctrico sea suficiente para satisfacer su demanda proyectada a finales de la década.

- 4) En el Capítulo VII, apartado 4.2, regla 4, inciso c), fracción ii, se establece que los productos ofrecidos por los generadores en las subastas de largo plazo para potencia, energía limpia y CEL son:

"i. Una cantidad fija de Potencia en un Sistema Eléctrico específico para cada año del periodo del contrato; ii. Una cantidad fija de energía eléctrica para cada hora del periodo del contrato, entregada en el Mercado del Día en Adelanto, vía Transacciones Bilaterales Financieras al NodoP distribuido que representa la distribución promedio de carga en el año anterior a la subasta, y iii. Una cantidad fija de Certificados de Energías Limpias en cada año durante la vigencia del contrato."

Al respecto, se recomienda justificar si es factible que los participantes del mercado cumplan con la obligación de comprometer una cantidad fija de energía eléctrica para

cada hora del periodo del contrato para el mercado del día en adelante, toda vez que esto podría establecer una restricción para que los Generadores participen en el mercado eléctrico mayorista, al tener que cumplir con una cantidad fija a través de un contrato de cobertura para cada hora durante un periodo de 10 años.

- 5) En el Capítulo I, apartado *Etapas de Implementación*, punto 3, se recomienda precisar las fechas exactas de entrada en vigor de las etapas de implementación que correspondan a las BME, por ejemplo, en el caso de los mercados del día en adelante y en tiempo real, se observa que la entrada en operación del mercado en segunda etapa es en 2018, sin precisar el día y el mes de implementación, por lo que sería recomendable establecer fechas precisas para brindar certidumbre a los particulares.
- 6) En el Capítulo II, apartado 5.4, regla 5) se establece que *"un Usuario Calificado Participante del Mercado podrá, a su elección, informar al CENACE que otro Participante del Mercado tiene el derecho de ordenar la desconexión del servicio de dicho Usuario Calificado. Este derecho solo puede ser revocado por el Participante del Mercado que lo obtuvo"*.

Al respecto, esta Comisión sugiere a la SENER que dentro del anteproyecto se establezca la manera en que la autoridad va a comprobar que dicha acción se cumpla.

- 7) Se recomienda definir en el Capítulo II, el concepto "Regiones de Reserva", a que se refiere el Capítulo III, apartado 4, regla 2), inciso f), fracción i, como se muestra a continuación:

"El CENACE se debe asegurar que la reserva está distribuida a lo largo de todo el Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de que haya suficiente reserva en todas las regiones delimitadas por restricciones de transmisión así como para mantener el balance carga-generación y pueda ser usada en el momento que se le requiera. Para tal efecto:

- i. *Se establecerán regiones de reservas de acuerdo con la topología de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.”*
- 8) Con relación al Capítulo VI, apartado 2, regla 2) inciso l), se observa que las prórrogas están prohibidas para ampliaciones de los plazos autorizados bajo la Licencia de Salida Programada, sin embargo se recomienda señalar bajo qué casos se pueden otorgar prórrogas de licencias.

“l) Prórroga de Licencias de Salidas Programadas.

Al amparo de la Licencia de Salida Programada original; no se otorgarán extensiones o ampliaciones del plazo autorizado inicialmente. Si un Generador, representante de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportista o Distribuidor requiere continuar con su Salida por Mantenimiento después de la fecha autorizada en la Licencia de Salida Programada, deberá notificarlo anticipadamente al CENACE, en consecuencia deberá considerarse como una salida forzada, otorgándosele una Licencia de Emergencia. El CENACE establecerá los tiempos y los medios para las notificaciones.”

C. Impacto en la Competencia

De conformidad con lo previsto en el artículo 9 del *Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio*²⁶, el anteproyecto fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), desde el día en que ingresó a la COFEMER, a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia.

²⁶ Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA.



En atención a lo anterior, el 15 abril de 2015, la COFEMER recibió el oficio emitido por la COFECE, identificado con el número de oficio B00150023, el cual contiene su opinión en relación con los siguientes temas:

1. Certidumbre con respecto a la entrada y operación de los Participantes del Mercado

a. Requisitos para ser Participante del Mercado.

- Problemática. El capítulo II, numeral 5.2, inciso 6) del anteproyecto señala que se establecerán requisitos para cada modalidad de participación en el mercado; sin embargo, el anteproyecto establece rubros temáticos de los cuales se podrían desprender muchos requerimientos.
- Recomendación. En conformidad con el artículo 96 de la LIE y con el artículo 80, fracción I, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE), el anteproyecto deberá precisar los requisitos específicos aplicables para cada modalidad.

b. Requisitos de Crédito.

- Problemática. El Capítulo IX, numeral 1, inciso 5 establece los montos mínimos para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, pero a la vez, estos pueden ser definidos de maneras diferentes en los Manuales de prácticas de mercado, lo cual podría desincentivar la entrada o afectar proyectos en curso.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page.



- Recomendación. La Comisión recomienda que los montos mínimos para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista se definan en las Bases, sin que exista la posibilidad de modificarlos a través de un instrumento distinto y posterior.
- c. Unidad de Vigilancia de Mercado.
- Problemática. El capítulo II, numeral 1) define a la Unidad de Vigilancia de Mercado como aquella unidad de la SENER o la CRE, o bien un ente contratado por las anteriores. En otras palabras, el anteproyecto no delimita con precisión las funciones de esta Unidad.
 - Recomendación. La Comisión sugiere que el anteproyecto delimite con precisión las actividades y/o funciones que pudiera llevar a cabo, en su caso, el ente contratado por la SENER o la CRE para apoyar sus labores respecto a la vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo, se debe establecer con claridad que los actos de autoridad derivados de las funciones de vigilancia se ejercerán únicamente por la SENER o la CRE.
- d. Solicitudes de Análisis.
- Problemática. El capítulo II, numeral 2.6, incisos b) iv, c) iv y d) iv, establecen que, de las solicitudes de análisis que todo participante de mercado puede hacer ante el Comité Consultivo, sólo en el caso de los criterios y procedimientos de operación es que las solicitudes serán públicas y enviadas al director del CENACE.



- Recomendación. La Comisión recomienda establecer que se hagan públicas todas las solicitudes de análisis presentadas por los Participantes del Mercado, así como las respuestas de los Comités Consultivos.
- e. Solución de controversias.
- Problemática. El capítulo II, numeral 8 de las Bases, que trata sobre la resolución de controversias, no especifica, para el inciso 1), la manera en que procedería una indemnización derivada de una controversia resuelta en favor de un Participante del Mercado.
 - Recomendación. Se debe especificar dicho procedimiento de resolución.
- f. Incumplimiento.
- Problemática. El apartado 6, numeral 3), inciso g) del capítulo II, señala las sanciones que la CRE aplicará por incumplimiento a las responsabilidades de los participantes del mercado, sin embargo, la sanción iii) es ambigua.
 - Recomendación. Se debe precisar el alcance de la sanción relativa a la restricción de participación en el Mercado. Asimismo, toda sanción debe encontrar un fundamento originario en ley.
2. Barreras de acceso al Mercado Eléctrico Mayorista
- a. Falta de Capacidad Financiera.



- Problemática. El artículo 55 de la LIE menciona que la SENER podrá intervenir al Suministrador de Servicios Básicos que incumpla con sus obligaciones de pago o de garantía frente al CENACE. Al respecto, el Capítulo IX, numeral 2, inciso 4) del anteproyecto establece que los Suministradores Básicos están obligados a mantener su Responsabilidad Estimada Agregada en un valor menor al 50%; de no cumplir con esto se considera un incumplimiento en las obligaciones de pago frente al CENACE. Derivado de esto, el inciso 6) del numeral en comento menciona que los Participantes del Mercado deberán restablecer su Límite de Crédito para cubrir el 125% de su Responsabilidad Estimada Agregada dentro de los tres días naturales posteriores a la notificación del inciso 4), bajo amenaza de que el CENACE suspenda temporalmente la línea de crédito del participante involucrado.
 - Recomendación. La Comisión considera que el plazo de tres días para que los Participantes del Mercado cumplan con sus obligaciones ante el CENACE es muy reducido; por lo que se recomienda ampliar dicho plazo.
- b. Contratos de Largo Plazo para Potencia.
- Problemática. El Capítulo II, numeral 1, contempla Subastas de Largo Plazo para Potencia, en las cuales los Suministradores Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores para Potencia con vigencia de 10 años.
 - Recomendación. Se recomienda valorar la posibilidad de aumentar la vigencia de los contratos de largo plazo para favorecer las condiciones de entrada respecto a aquellos participantes interesados en invertir en proyectos de infraestructura que requieran periodos de recuperación de inversiones mayores al plazo señalado.



- c. Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables.
- Problemática. Para determinar los Derechos Financieros de Transmisión de CFE — como único Suministrador Básico hasta esta fecha—, se considera el consumo de todos los usuarios existentes hasta antes de la entrada en vigor de la LIE.
 - Recomendación. Se sugiere precisar si los Centros de Carga podrán llevarse consigo los Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFTL); es decir, si estos serán portables. En caso contrario, debe considerarse que si los usuarios que actualmente cuentan con DFTL desean cambiar de suministrador, incurrirían en costos de cambio (switching costs), lo que podría otorgar una ventaja indebida en favor de la CFE.
3. Condiciones que podrían propiciar la salida injustificada de los Participantes del Mercado.
- a. Deterioro de Capacidad Financiera.
- Problemática. El Capítulo II, numeral 5.1, inciso 3) del anteproyecto establece que la suscripción del contrato de Participante del Mercado implica que estos se sujetarán a las condiciones de restricción, suspensión o cancelación de los derechos derivados de dicho contrato en casos específicos, entre los que destaca el inciso v). "deterioro de su capacidad financiera o de crédito", el cual resulta sumamente ambiguo.
 - Recomendación. Se debe precisar el inciso mencionado.

- b. Procedimientos de cancelación.
- Problemática. Existe ambigüedad con respecto al término "violación grave", el cual aparece en el Capítulo II, numeral 7, inciso 1), h), en referencia a que el CENACE podrá ejecutar procedimientos de cancelación de un contrato sin aplicar los periodos de espera cuando el Participante incurra en "violaciones graves" al Código de Conducta.
 - Recomendación. Hace falta definir las características que constituirían una violación grave del Código de Conducta.
- c. Reglas de despacho.
- Problemática. No se definen criterios para "comprobar la capacidad de seguir instrucciones", mencionada en el Capítulo V, numeral 3.5, inciso 3) b), el cual se refiere a que aquellas Unidades de Central Eléctrica que no hayan seguido las instrucciones de despacho en tres intervalos previos, recibirán el tratamiento de "no despachables" hasta comprobar su capacidad de seguir instrucciones.
 - Recomendación. Se deben establecer criterios para comprobar la capacidad de seguir instrucciones.
- d. Recolección de datos e información para el Modelo de la Red Física.
- Problemática. El Capítulo V, numeral 1, inciso 16) del anteproyecto menciona que los Participantes del Mercado que no proporcionen la información requerida 60 días antes para la fecha de transición al nuevo Modelo de la Red Física serán excluidos de

la posibilidad de interconectar sus instalaciones a la red o representar esas instalaciones en el mercado hasta la siguiente actualización del Modelo de la Red Física, la cual es —al menos— cada seis meses.

- Recomendación. Se sugiere evaluar la posibilidad de que los Participantes del Mercado interconecten nuevamente sus instalaciones en el menor tiempo posible, una vez que regularicen su situación, pues las sanciones contempladas en el anteproyecto para aquellos participantes que no entreguen la información requerida por el CENACE, podría resultar excesiva.
- e. Generador de Intermediación.
- Problemática. El Capítulo X, numeral 3, inciso 2), a), señala que la administración de los Contratos de Interconexión Legados estará a cargo del Generador de Intermediación que la SENER determine (pudiendo ser una subsidiaria o filial de la CFE u otro organismo que celebre el convenio con CFE); este continuará calculando las liquidaciones de los Titulares de Contratos de Interconexión Legados con sustento en las disposiciones de los contratos existentes antes de la vigencia de la LIE.
 - Recomendación. Se considera que la medida limita la posibilidad de que estos participantes elijan libremente al Generador que más favorezca a sus intereses. Asimismo, se recomienda considerar la posibilidad de que un tercero ajeno a CFE funja como Generador de Intermediación.



4. Subastas

- Problemática. El anteproyecto contempla la implementación de subastas en diferentes momentos de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista; sin embargo, existen aspectos del diseño e implementación de dichas subastas que aún no han sido definidos.
- Recomendación. Se sugiere que la COFECE colabore con las autoridades correspondientes para diseñar que las subastas previstas por las Bases promuevan una mayor competencia y libre concurrencia. Asimismo, se debe revisar que el requisito de "evitar el uso de un número excesivo de contratos de tamaño reducido (...), mediante el establecimiento de cantidades mínimas de ofertas en las subastas en los Manuales de Prácticas del Mercado" (Capítulo VII, numeral 4.2, inciso 1) d), no se traduzca en una barrera que afecte a los participantes de menor tamaño.

5. Comités Consultivos de Análisis de Reglas de Mercado

- Problemática. Las Bases establecen que los cambios a las Reglas del Mercado se oficializarán a través de la autorización de diversas entidades, entre las que destacan los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado.
- Recomendación. Es importante que las Bases establezcan con claridad que los Comités ejercen funciones meramente consultivas, pues la función normativa debe recaer únicamente en las autoridades reguladoras del sector. Asimismo, se recomienda evaluar la pertinencia de integrar a la SENER, la CRE, la Procuraduría Federal del Consumidor y a la COFECE (con poder de voz y voto) en aquellos



Comités Consultivos que tengan a su cargo temas relevantes para sus áreas de competencia.

Además, es importante considerar que la COFECE resalta las siguientes limitantes en su opinión, las cuales deben ser tomados en cuenta:

"a. [...] Es importante señalar que al momento de la elaboración de la presente opinión no se han emitido ni propuesto las Disposiciones operativas del mercado, las cuales complementan de manera importante el contenido y alcance de las Bases. En este sentido, no fue factible analizar las Disposiciones y las Bases en su conjunto.

b. Las Bases establecen conceptos, esquemas y procedimientos inéditos y de alta complejidad técnica, que son difíciles de evaluar desde una perspectiva de competencia, pues su operación depende de factores múltiples, incluyendo aspectos de implementación y la propia de maduración del Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual es difícil de analizar en una fase embrionaria.

Por lo anterior, la COFECE se pronuncia únicamente sobre aspectos del anteproyecto que podrían promover de mejor manera el proceso de competencia y libre concurrencia [...] sin que ello signifique que los aspectos no abordados hayan sido evaluados..."

Sin perjuicio de lo anterior, la COFEMER pone a disposición de la SENER, la opinión completa de la COFECE, con el número de oficio B00150023, en la siguiente liga electrónica:

<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/14362>

En ese sentido, la COFEMER solicita a la SENER pronunciarse en su respuesta al Dictamen Total No Final, respecto de cada una de las consideraciones manifestadas por la COFECE. Lo anterior, a efecto de que se efectúen las adecuaciones necesarias al anteproyecto para evitar o minimizar los efectos identificados en la competencia y libre concurrencia por dicha autoridad.



D. Costos y Beneficios

En relación con los costos y beneficios que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares o industria, la SENER incluyó en el formulario de la MIR un documento anexo denominado *34629.177.59.15.2015-03-05 Costos MIR Bases del Mercado.docx*. Del análisis de este documento la SENER destaca los siguientes costos y beneficios:

- Del análisis de 13 trámites que incluye el anteproyecto se reporta un costo económico de **\$12,398.45 pesos** (Véase la Tabla 3). Cabe mencionar que este costo refleja la suma del costo unitario de cada uno de los trámites.
- Se incluyen 9 obligaciones que deberán cumplir las empresas que deseen participar en el mercado eléctrico mayorista, que ascienden a **\$114,050.00 pesos** (Véase la Tabla 4).
- En cuanto a los beneficios, la SENER señaló que la implementación de la propuesta regulatoria podría reflejar una disminución de tarifas estimada entre 26 y 48%, cuando el mercado eléctrico se encuentre en plena operación.
- La SENER también señaló que espera la reducción total de despacho de 137 mil millones de pesos, entre un intervalo de 30 a 40% menos.

A small, handwritten signature or mark located in the bottom right corner of the page.

Tabla 3. Trámites identificados por la SENER.

Trámite	Costo en pesos
Solicitud de modificación a las Disposiciones Operativas del mercado	1,250.00
Registro y certificación de participantes del mercado	3,187.50
Entrega de Información de límites de seguridad	703.13
Presentar ofertas de compra en las subastas de derechos financieros de transmisión	375.00
Registro de las Entidades Responsables de Carga y Generadores de electricidad de las subastas de servicio básico	210.94
Presentar ofertas de compra en las subastas de servicios básicos	257.81
Presentar ofertas de venta en las subastas de servicios básicos	257.81
Aviso de paro forzado inmediato	859.38
Registro de parámetros de costos y capacidad	1,031.25
Envío de pronósticos de carga y demanda de energía eléctrica	687.50
Envío de pronósticos de generación	687.50
Garantía de crédito de institución financiera	1562.50
Procedimiento de controversia entre el CENACE y los participantes del mercado	1328.13
Total	12,398.45

Tabla 4. Costos por iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

Concepto	Costo en pesos
Penalización por no cumplir las instrucciones del despacho en tiempo real (pesos por MWh de incumplimiento o dos veces el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real)	1,000.00
Entidades Responsables de Carga (Pesos por MWh de demanda representada en el mercado)	10,000.00
Generadores (Pesos por MW de capacidad representada en el mercado)	2,500.00
Participantes que intervienen en las subastas de largo plazo para potencia y energías limpias (Pesos por MW-año de potencia a ofrecerse en las subastas)	50,000.00
Participantes que intervienen en las subastas de largo plazo para potencia y energías limpias (Pesos por CEL a ofrecerse en las subastas)	100.00
Participantes que intervienen en las subastas de mediano plazo para una participación de carga (Pesos por MWh de posiciones a ofrecerse en las subastas)	250.00
Participantes que intervienen en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión (Pesos por MWh de Derechos Financieros de Transmisión a ofrecerse en las subastas)	100.00
Participantes que intervienen en las transacciones virtuales, de importación y exportación en el mercado del día en adelanto y mercado de tiempo real	100.00

Concepto	Costo en pesos
(Pesos por MWh de transacciones a ofrecerse en los mercados)	
Participantes que intervienen en el mercado de Potencia (Pesos por MW-año de Potencia a ofrecerse en el mercado)	50,000.00
Total	114,050.00

Al respecto, esta Comisión tiene las siguientes recomendaciones sobre el análisis de costos:

1) La SENER estimó sólo algunos de los trámites identificados en el apartado A de la sección III de este Dictamen, por lo que se recomienda estimar el costo de los siguientes trámites:

- Entrega de información relacionada con la confiabilidad;
- Reporte de contratos bilaterales de potencia;
- Envío de pronósticos de disponibilidad;
- Verificación del sistema de medición;
- Notificación al CENACE de los retiros programados de las Centrales Eléctricas;
- Autorización para realizar aumento o reducción en la capacidad total de una Unidad de Central Eléctrica;
- Aviso de cambio de estudios de instalaciones o equipos conectados al SEN;
- Solicitud de licencia de emergencia, y
- Solicitud de licencia de salida programada.

2) Estimar el costo de oportunidad²⁷ de los trámites a fin de evitar que la información reportada no se encuentre subestimada;

²⁷ La pérdida de capital debido al tiempo que tarda en resolver la autoridad pertinente el trámite en cuestión.



- 3) Estimar el número de sujetos regulados que tendrán que cumplir con cada uno de los trámites y multiplicarlo por su costo unitario, con la finalidad de calcular el costo general de esos trámites, y
- 4) En cuanto a las obligaciones reportadas en la Tabla 4, estimar el número de sujetos regulados que deberán cumplir con cada una de las obligaciones y multiplicarlos por el monto reportado por esa Secretaría, con la finalidad de estimar el costo general de la carga administrativa.

En relación con los beneficios reportados por la SENER, se recomienda proporcionar la siguiente información:

- 1) Estimar, el número de permisionarios y las ventas en MW y pesos, que los generadores de energía con fuentes convencionales y limpias realizaban a la CFE, con la finalidad de determinar el *status quo*, antes de la implementación de la reforma energética.
- 2) Estimar el incremento esperado en el número de generadores y las ventas que podrían realizar por la entrada en el mercado eléctrico mayorista por la generación de electricidad con fuentes convencionales y fuentes limpias en MW, y en pesos.
- 3) Explicar y estimar los beneficios que podría implicar la implementación de un mercado de CEL.
- 4) Estimar en términos monetarios la reducción en las tarifas eléctricas durante un periodo determinado por la creación de un mercado eléctrico mayorista.
- 5) Una vez estimado lo anterior se recomienda comparar los beneficios y costos, con la finalidad de determinar el impacto de la propuesta regulatoria.



Finalmente, no se omite señalar que las observaciones realizadas en esta sección, buscan encontrar un punto de comparación entre diferentes magnitudes de costos y beneficios, es decir, mientras los beneficios mencionados por la SENER reflejan los beneficios brutos aproximados con la evidencia internacional, los costos representan el costo unitario de cada uno de los trámites y obligaciones creados en las BME, en tal sentido se observa que el beneficio económico del sector podría estar sobreestimado en comparación con los costos, por ello, esta situación se intenta solventar comparando costos generales de trámites y obligaciones contra beneficios generales de los participantes del mercado.

V. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

1. Respecto al numeral 16 de la MIR, en el que se solicita describir la forma y los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la SENER señaló que:

"...Los nuevos procedimientos de registro, certificación, administración del crédito, e interconexión, serán implementados por el CENACE y se aplicarán a todos aquellos interesados en convertirse en participante del mercado bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica. El CENACE implementará también los nuevos procedimientos de coordinación con el mercado de gas natural, instrumentos del mercado eléctrico, operación del mercado, programación de importación y exportación, pronósticos, modelo comercial y de la red, Derechos Financieros de Transmisión, Mercado de Potencia, Mercado de Certificados de Energías Limpias, Subastas de Servicios Básicos y Monitoreo. Estos se empezarán a aplicar por el CENACE con la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, la cual se prevé en diciembre de 2015. Algunos procedimientos como la programación del mantenimiento, los servicios conexos y todo lo relacionado a pequeños sistemas, confiabilidad, facturación y pagos, se basan en procedimientos que el CENACE utiliza actualmente. Las nuevas disposiciones se limitan a ajustar los procedimientos actuales a los esquemas y tecnologías que serán utilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista. En el caso de la planeación de la red de transmisión y de las redes de distribución, los procedimientos de planeación serán instituidos en conjunto por el CENACE, quien propondrá la expansión de las redes y la Secretaría de Energía, quien las autorizará. Los planes de expansión son obligatorios e implican erogación de recursos para la construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución

de energía. Estos recursos podrán provenir del erario público, de asociaciones público privadas o de contribuciones realizadas por participantes del mercado. En este contexto, con el fin de que el CENACE pueda realizar sus funciones y para dar cumplimiento al Artículo Quinto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica, el pasado 28 de noviembre, la Comisión Federal de Electricidad cedió al CENACE los recursos humanos, materiales y financieros que destinaba para el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, para la definición de especificaciones técnicas y características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y centros de carga y para la planificación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. Por lo que, una vez que esta transferencia se ha concretado, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista que realizará el CENACE a partir de estas Bases de Mercado, no implica la erogación de recursos públicos adicionales. Sin embargo, se menciona que la Ley de la Industria Eléctrica prevé que el CENACE podrá cobrar determinados costos operativos a los Participantes del Mercado, de acuerdo con las Tarifas Reguladas expedidas por la CRE." (sic).

Al respecto, la COFEMER considera atendida la solicitud del numeral de la MIR en comento, ello debido a que como lo refiere en su respuesta, la CFE cedió al CENACE los recursos humanos, materiales y financieros que destinaba para el Control Operativo del SEN para contar con los recursos públicos para poder realizar las funciones encomendadas, de modo que el CENACE implementará los procedimientos de coordinación con el mercado de gas natural, instrumentos del mercado eléctrico, operación del mercado, programación de importación y exportación, pronósticos, modelo comercial y de la red, Derechos Financieros de Transmisión, Mercado de Potencia, Mercado de Certificados de Energías Limpias, Subastas de Servicios Básicos y Monitoreo.

2. En el numeral 17 del formulario de la MIR, el cual solicita describir los esquemas de verificación y vigilancia, así como las sanciones que asegurarán el cumplimiento de la regulación, la SENER mencionó lo siguiente:

"El CENACE y la Unidad de Vigilancia del Mercado (CRE), serán los entes encargados de verificar y vigilar que se cumpla lo estipulado por la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico

y las Disposiciones Operativas del Mercado. En el artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica se prevé que la CRE vigilará la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado. Asimismo, la CRE vigilará que las Reglas del Mercado cumplan con los objetivos de la Ley. Adicionalmente, el propio artículo 104 señala que integrantes del sector eléctrico tienen prohibido realizar cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados. En caso de identificar dichas prácticas, la CRE instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, emitiendo el estado de cuenta respectivo, a fin de revertir la consecuencia monetaria de las transacciones identificadas, y que en casos graves, la CRE instruirá al CENACE a restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones a que haya lugar; el artículo 162 de la Ley señala que la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) estarán facultadas para sancionar a los contratistas, permisionarios, servidores públicos, así como toda persona física o moral, pública o privada, nacional o extranjera que participe en el sector eléctrico, además el artículo 165 de la LIE, se señalan las sanciones monetarias aplicables a la industria eléctrica por contravenir lo señalado en la propia ley, y específicamente por no observar las Reglas del Mercado. Por otro lado, en el artículo 166 de la LIE se señala que autoridad (CRE o SENER) estará encargada de imponer cada sanción y como se llevará a cabo el proceso de cobro."

Con base en la información proporcionada por la SENER, esta Comisión considera atendido el numeral de referencia, toda vez que esa Secretaría señaló que el instrumento regulatorio propuesto conlleva a la obligación de que el CENACE y la Unidad de Vigilancia del Mercado (CRE), serán los entes encargados de verificar y vigilar que se cumpla lo estipulado por la LIE, su Reglamento, las BME y las Disposiciones Operativas del Mercado para la aplicación intrínseca del cumplimiento de la normatividad en mención.

Además se observa que las BME, cuentan con un capítulo destinado al monitoreo, en el que se describe la interacción entre las Unidades de Vigilancia del Mercado, el CENACE y los participantes del mercado, con la finalidad de evitar que reduzcan ofertas injustificadas por parte de las Centrales Eléctricas o en general incumplimiento con las BME.



VI. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

Respecto al numeral 18 de la MIR en el cual la Dependencia debe describir la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la SENER señaló que la CRE está facultada para emitir informes propios sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, para lo cual puede exigir la información necesaria para el monitoreo de dicho mercado a los participantes del mercado así mismo el CENACE deberá publicar informes sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista conforme a las modalidades y la información mínima que establezca la CRE. De igual forma es de mencionarse que la Secretaría está facultada para constituir, en coordinación con la CRE, un comité de evaluación para revisar el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista, con la finalidad de establecer bases de nivel de competencia en el sector, las tarifas eléctricas y de satisfacer la demanda por energía eléctrica en el largo plazo.

Al respecto, la COFEMER considera atendida la solicitud del numeral de la MIR en comentario, ello debido a que como lo refiere en su respuesta, será mediante la emisión de informes propios sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, así mismo se publicará informes sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista conforme a las modalidades y la información mínima que establezca la CRE, así mismo se faculta a la Secretaría para constituir, en coordinación con la CRE, un comité de evaluación para revisar el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista y se vigilará que las medidas de las tarifas eléctricas y de satisfacer la demanda por energía eléctrica en el largo plazo.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page.



VII. CONSULTA PÚBLICA

La SENER señaló en el numeral 19 de la MIR que para la elaboración del anteproyecto regulatorio se llevó a cabo una consulta con la participación de las áreas competentes de la SENER, la CRE y el CENACE.

Las opiniones de la consulta intergubernamental se centraron en la integración de elementos que buscan brindar operatividad, confiabilidad y seguridad al mercado eléctrico; asimismo se aportaron recomendaciones sobre elementos técnicos y de regulación a fin de construir un mercado competitivo y no discriminatorio, así como asegurar que los elementos que integran el anteproyecto contribuyan a brindar una correcta planeación del mercado

Adicionalmente, cabe señalar que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, se hizo público a través del portal de Internet de la COFEMER, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 69-K de la LFPA. Por esta razón, este Órgano Desconcentrado recibió comentarios de los siguientes entes jurídicos colectivos, sobre el contenido del anteproyecto de mérito, mismos que se han incluido en el portal electrónico de la COFEMER y que pueden ser consultados en:

<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/14362>

Tabla 5. Comentarios de particulares

Fecha	Número de identificación	Particular
17 de marzo de 2015	B0015000736	S2e Technologies, inc.
18 de marzo de 2015	B0015000767	Eólica de Arriaga, S.A.P.I., S.A. de C.V., Eólica los Altos, S.A. de C.V. y Geotérmica para el desarrollo, S.A.P.I. de C.V.
23 de marzo de 2015	B0015000849	Asociación Mexicana de Energía Eólica
24 de marzo de 2015	B0015000857	Solarcentury

Fecha	Número de Identificación	Particular
24 de marzo de 2015	B0015000859	Ener-G, S.A. de C.V.
24 de marzo de 2015	B0015000861	CFE
24 de marzo de 2015	B0015000862	Sonora Energía México, S. de R.L. de C.V.
24 de marzo de 2015	B0015000863	Acciona Energía México, S. de R.L. de C.V.
24 de marzo de 2015	B0015000867	Gamesa México
25 de marzo de 2015	B0015000870	Iberdrola México, S.A. de C.V.
25 de marzo de 2015	B0015000871	Asociación Mexicana de Energía Hidroeléctrica, A.C.
25 de marzo de 2015	B0015000874	Enel Green Power México
25 de marzo de 2015	B0015000876	SEG Ingeniería
25 de marzo de 2015	B0015000877	Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica
25 de marzo de 2015	B0015000884	Consejo Coordinador Empresarial
30 de marzo de 2015	B0015000914	Asociación COGENEREA México
30 de marzo de 2015	B0015000921	Cogeneración Salamanca, S.A. de C.V.
31 de marzo de 2015	B0015000925	Asociación Nacional de Energía Solar, A.C.
1 de abril de 2015	B0015000946	Zumma
1 de abril de 2015	B0015000954	Equipos de Electricidad de Francia
7 de abril de 2015	B0015000966	Scatec Solar
7 de abril de 2015	B0015000970	Intertec Solar GmbH
7 de abril de 2015	B0015000974	Scatec Solar
8 de abril de 2015	B0015000982	COGENEREA México
9 de abril de 2015	B0015000995	AES
15 de abril de 2015	B000150023	COFECE
17 de abril de 2015	B000150043	Compañía Agroeléctrica de Yucatán S. de R.L. de C.V.
21 de abril de 2015	B000150086	Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica (ASOLMEX)

Por lo expresado anteriormente, la COFEMER queda en espera de que la SENER brinde la respuesta correspondiente al presente Dictamen Total incluyendo los comentarios vertidos por los particulares conforme al enlace electrónico antes indicado, y se realicen las modificaciones que

P

correspondan al anteproyecto y al formulario de la MIR, o bien, manifieste por escrito las razones por las cuales no son procedentes, para los efectos legales a que refiere el artículo 69-J de la LFPA.

El presente oficio se comunica con fundamento en los preceptos jurídicos invocados; así como en el artículo 28 de la LFPA; los diversos 7, fracción IV; 9, fracción XI y último párrafo; y 10, fracción VI, del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria; y en el artículo Primero, fracción IV, del Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican, publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



EDUARDO ESTEBAN ROMERO FONG
Coordinador General