

Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

LIBRO BLANCO

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Contenido

I. Presentación	7
II. Fundamento legal y objetivo	8
II.1 Fundamento legal para la elaboración del Libro Blanco	8
II.2 Fundamento legal de la Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista.....	8
II.3 Objetivo del Libro Blanco.....	9
III. Antecedentes.....	10
III.1 Diagnóstico previo a la Reforma Energética.....	10
III.2 Reforma Constitucional en materia energética.....	10
III.2.1 Generación de energía eléctrica.....	11
III.2.2 Energía Renovable.....	11
III.2.3 Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional.....	12
III.2.4 Transmisión y Distribución.....	12
III.2.5 Comercialización.....	13
III.3 Etapas de la Reforma Constitucional en materia Energética	13
III.4 Preceptos de la Reforma Constitucional en materia Energética.....	13
III.5 Características del Mercado Eléctrico Mayorista	15
III.6 Primeras Reglas del Mercado.....	16
IV. Marco normativo aplicable	18
V. Vinculación de la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista con el Plan Nacional de Desarrollo.....	21
V.1 Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018	21
V.2 Programa Sectorial de Energía 2013 – 2018.....	21
V.3 Plan Estratégico 2017 – 2021 del CENACE	23
VI. Síntesis ejecutiva	24
VI.1 Subastas de Largo Plazo	24
VI.2 Cámara de Compensación.....	25
VI.3 Mercado para el Balance de Potencia.....	26
VI.4 Subastas de Mediano Plazo.....	27
VI.5 Derechos Financieros de Transmisión.....	28

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VI.6 Mercado de Corto Plazo	29
VI.6.1 Mercado de Día en Adelanto	29
VI.6.2 Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC)	30
VI.6.3 Mercado en Tiempo Real	30
VI.7 Sistema de Información del Mercado	31
VI.8 Desarrollo de las Reglas del Mercado	32
VI.9 Gestión de Interconexión y Conexión.....	32
VI.10 Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	33
VI.11 Liquidación, facturación y pago.....	33
VI.12 Sistemas de Medición.....	33
VI.13 Operación Contable del MEM	34
VII. Acciones realizadas	36
VII.1 Subastas de Largo Plazo	36
VII.1.1 Recursos Humanos asignados a la operación de las Subastas de Largo Plazo.....	36
VII.1.2 Subasta de Largo Plazo 2015.....	37
VII.1.3 Subasta de Largo Plazo 2016.....	38
VII.1.4 Subasta de Largo Plazo 2017.....	39
VII.1.5 Subasta de Largo Plazo 2018.....	41
VII.1.6 Mercado de CEL.....	42
VII.2 Cámara de Compensación	42
VII.2.1 Contratación y puesta en marcha del “Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Subastas de Largo Plazo”	42
VII.2.2 Contratación y puesta en marcha del “Servicio de Consultoría Legal para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Subastas de Largo Plazo”	49
VII.2.3 Contratación y puesta en marcha del “Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la Implementación de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo”	54
VII.3 Mercado para el Balance de Potencia.....	68
VII.3.1 Mercado para el Balance de Potencia 2016.....	69
VII.3.2 Mercado para el Balance de Potencia 2017	73

5

Vitez

A

g
A

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.12.1 Medición de energía para liquidaciones	117
VII.12.2 Mejoras a la estimación de datos de medición y calidad de medición	118
VII.12.3 Regulación referente a los Sistemas de Medición.....	119
VII.12.4 Operaciones Comerciales.....	119
VII.12.5 Diseño de sistemas automatizados	123
VII.12.6 Liquidación en el Mercado de Corto Plazo y Servicios Conexos	125
VII.13 Operación Contable del MEM	130
VII.13.1 Análisis de la Normatividad Energética	130
VII.13.2 Análisis de la aplicación de la normatividad Financiera y Contable en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.....	130
VII.13.3 Análisis de la aplicación de la Legislación Fiscal en la operación del MEM	131
VII.13.4 Adecuaciones derivadas de los cambios en la Legislación Fiscal	132
VII.13.5 Formalización de Procedimientos de Operación Contable	132
VII.13.6 Formalización de Indicador de Desempeño	133
VII.13.7 Diseño, desarrollo e implementación de interfaces.....	133
VIII. Seguimiento y control	135
VIII.1 Subastas de Largo Plazo	135
VIII.2 Cámara de Compensación	135
VIII.3 Mercado para el Balance de Potencia.....	141
VIII.4 Subastas de Mediano Plazo.....	141
VIII.5 Derechos Financieros de Transmisión.....	142
VIII.6 Mercado de Corto Plazo	143
VIII.6.1 Mercado de Día en Adelanto	143
VIII.6.2 Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC)	144
VIII.6.3 Mercado en Tiempo Real	145
VIII.7 Sistema de Información del Mercado	146
VIII.8 Desarrollo de las Reglas del Mercado	146
VIII.9 Gestión de Interconexión y Conexión.....	146
VIII.10 Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	148
VIII.12 Sistemas de Medición.....	149
VIII.13 Operación Contable del MEM	151

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

IX. Resultados y beneficios alcanzados e impactos identificados	158
IX.1 Resultados y beneficios de las Subastas de Largo Plazo	158
IX.2 Resultados y beneficios de la implementación de la Cámara de Compensación.....	160
IX.3 Resultados y beneficios del Mercado de Balance de Potencia	160
IX.4 Resultados y beneficios de la Subasta de Mediano Plazo	161
IX.5 Resultados y beneficios de los Derechos Financieros de Transmisión.....	161
IX.5.1 Derechos Financieros de Transmisión Legados.....	161
IX.5.1 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.....	162
IX.7 Resultados y beneficios del Sistema de Información del Mercado.....	162
IX.8 Resultados y beneficios del Desarrollo de las Reglas del Mercado.....	163
IX.11 Resultados y beneficios de Liquidación, facturación y pago	164
IX.12 Resultados y beneficios de los Sistemas de Medición.....	168
IX.13 Resultados y beneficios de la Operación Contable del MEM.....	174
X. Resumen ejecutivo del Informe final del servidor público responsable de la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista.....	176
XI. Anexos	178

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

I. Presentación

El Mercado Eléctrico Mayorista es operado por el Centro Nacional de Control de Energía en el que se realizan transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias y los demás productos que se requieren para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

La Reforma Constitucional en materia energética se concibió como una reforma impulsora de la competitividad económica. Bajo este marco constitucional, fue posible introducir competencia en aquellas actividades donde esto representa una oportunidad de obtener beneficios, esto es, en la generación y comercialización de energía eléctrica.

Cabe mencionar que, dentro de este esquema de competencia, se reservan al Estado las actividades donde, por ser monopolios naturales, no es económicamente eficiente que se duplique la infraestructura, como es el caso de las redes de transmisión y distribución. Dicha situación implicó que el marco jurídico que emane de la Constitución debió adaptarse para proveer lo necesario para el desarrollo y expansión eficiente que cada una de estas actividades, regular su operación y su coordinación con el resto de la industria.

Uno de los principales objetivos de la Reforma es la reducción del costo de la electricidad, que depende en 80% del precio del combustible que se utilice para generarla. Si se toma como parámetro de referencia que, al momento de aprobarse dicha Reforma, las facturas de electricidad en el país eran ya un 25% más caras que la de Estados Unidos y que el rezago significativo de inversión en la red nacional de transmisión eléctrica quedaba de manifiesto. Al año 2013, el 47% de las líneas de transmisión eran de por lo menos 30 años de antigüedad y únicamente el 8% se construyeron entre 2009 y 2013.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) la competencia es el ingrediente clave en el proceso de transformación del Sistema Eléctrico, así, los retos se centran en garantizar la capacidad para transitar hacia un mercado competitivo, eficiente y transparente. El presente Libro Blanco relata las acciones realizadas por el CENACE para implementar de manera exitosa dicho Mercado Eléctrico Mayorista, abarca el periodo comprendido entre el 27 de enero de 2016 y el 31 de julio de 2018 y participaron en su elaboración las distintas Unidades Administrativas pertenecientes a la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista y la Subdirección de Finanzas adscrita a la Dirección de Administración y Finanzas.

Titular del Organismo Público Descentralizado

Servidor Público responsable de la ejecución del Proyecto



Ing. Eduardo Meraz Ateca
Director General del Centro Nacional de Control de Energía



Ing. Marcos Ricardo Valenzuela Ortiz
Director de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

II. Fundamento legal y objetivo

II.1 Fundamento legal para la elaboración del Libro Blanco

Las acciones descritas en el presente Libro Blanco se apegan a lo establecido en el Título III de los *Lineamientos Generales para la regulación de los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal*, publicados el 24 de julio de 2017 por la Secretaría de la Función Pública (SPF) en el Diario Oficial de la Federación (DOF), los cuales tienen por objeto regular los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la información, asuntos, programas, proyectos, acciones, compromisos y recursos a cargo, que deberán observar las Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal, la Procuraduría General de la República, y las empresas productivas del Estado, al término de cada gestión del gobierno federal.

El CENACE, al constituirse como Organismo Público Descentralizado se encuentra obligado a observar los Lineamientos descritos anteriormente.

El artículo 32 de dichos Lineamientos señala que:

"...

*La elaboración de Libros Blancos de programas, proyectos y políticas públicas relevantes (...) serán autorizados por los titulares de las Dependencias y Entidades, la Procuraduría General de la República, así como de las empresas productivas del estado, **contando con la opinión de su Órgano de Gobierno**, o cuando no exista éste, del Comité de Control y Desempeño Institucional, en ambos casos deberá constar como punto de Acuerdo de la sesión en la que se presente*

..."

En cumplimiento con el citado artículo, en su Sesión 19 Ordinaria del 23 de noviembre de 2017, el Consejo de Administración del CENACE emitió **opinión favorable** para la realización del presente Libro Blanco mediante el Acuerdo CA-037/2017-09 (**Anexo II.1.01**).

II.2 Fundamento legal de la Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Como resultado de la Reforma Constitucional en materia energética publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, en el artículo Transitorio Décimo Sexto, inciso b), del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, se ordenó la creación del CENACE como Organismo Público Descentralizado, encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional; la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y de garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

Asimismo, el Decreto de creación del CENACE, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2014, establece en su primer párrafo del artículo segundo que el objeto del CENACE es ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

El 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica, la cual en su artículo 3, fracción XXXVIII, define a las Reglas del Mercado como el conjunto de las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista. De igual forma, la

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

fracción XX del mismo artículo determina que las Disposiciones Operativas del Mercado son 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 Bases del Mercado Eléctrico.

Con la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en agosto de 2014, se abrió la participación del sector privado en las actividades de generación y comercialización a través del Mercado Eléctrico Mayorista.

La implementación de la Reforma Energética se llevó a cabo a través de la Secretaría de Energía (SENER), con la publicación de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista (Bases), en septiembre de 2015.

II.3 Objetivo del Libro Blanco

Presentar de manera cronológica, las acciones conceptuales, legales, presupuestarias, administrativas, operativas y de seguimiento realizadas, así como los resultados obtenidos en el proceso de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista y de sus diversos componentes, como lo son las Subastas de Largo y Mediano Plazo, la implementación de la Cámara de Compensación, el Mercado de Balance de Potencia y los Derechos Financieros de Transmisión.

Contribuyendo así al desarrollo transparente de la administración pública, ya que el presente Libro Blanco es un instrumento valioso para transmitir la posibilidad de seguir avanzando en la implementación del MEM para aprovechar las oportunidades de crecimiento Económico derivadas de la Reforma Energética, afrontar las oportunidades que se han presentado y convertir al CENACE en un Operador Eléctrico líder y ejemplar en el mundo.

Finalmente, también se da cumplimiento con lo dispuesto en el Acuerdo CA-037/2017-09 del Consejo de Administración del CENACE y con lo señalado en el inciso d) *de la Circular que establece el inicio al proceso de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal 2012-2018*, publicado en el DOF el 23 de octubre de 2017:

"...

d) Integrar la relación de los posibles programas, proyectos, políticas públicas u otras acciones gubernamentales que pueden ser susceptibles de elaborar Libros Blancos o Memorias Documentales, para que de manera oportuna procedan a su elaboración en apego a lo establecido en el Título III de los Lineamientos Generales.

III. Antecedentes

III.1 Diagnóstico previo a la Reforma Energética

Previo a la Reforma Constitucional en Materia de Energía, el sector eléctrico en México enfrentaba grandes retos. El precio de la electricidad era elevado y no era competitivo. En comparación con Estados Unidos, las tarifas promedio eran 25% más altas, aun con el subsidio otorgado, sin el cual eran 73% mayores. Ello constituía un freno a la economía mexicana, ya que la electricidad es un insumo esencial para la actividad industrial, comercial y de servicios.

En los años anteriores a dicha Reforma, más de 20% de la energía generada para el servicio público se había generado a partir de combustóleo y diésel, con un costo significativamente mayor a las energías limpias y al gas natural. El lento ritmo en la sustitución de dichos combustibles se debía en gran parte a la exclusividad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para suministrar el servicio público de energía eléctrica. Si bien ya se permitía la participación de particulares, los proyectos de mayor escala dependían de la planeación de la CFE y se limitaban por las restricciones presupuestales del Estado. Esto se había convertido en un cuello de botella que impedía desarrollar con máxima velocidad las fuentes potenciales que podrían generar electricidad de bajo costo.

Otro de los grandes retos que enfrentaba el sector era la falta de inversión en la red de transmisión. En el año 2013, el 47% de las líneas de transmisión eran de por lo menos 30 años de antigüedad y únicamente el 8% se habían construido entre 2009 y 2013.

Se requería incrementar el mallado de la red de transmisión e interconectar las zonas del país con alto potencial de energías limpias. Esta expansión debía tomar en cuenta todos los proyectos de generación, fueran del Estado o de particulares, a fin de eliminar una de las barreras más importantes al desarrollo de proyectos de tecnología eólica y solar: la falta de capacidad de interconexión.

Con relación a la red de distribución, se registraban ineficiencias significativas en la operación. En este segmento, las pérdidas de energía en México eran alrededor del doble del promedio de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Incluyendo las pérdidas del proceso de facturación y cobro, más de 15% de la energía producida por la CFE no se cobraba.

Los altos costos de la electricidad observados previos a la Reforma Constitucional en materia energética se explican por los precios de los combustibles empleados para su generación. Es decir, tomando como referencia el año 2013, debido a los bajos precios del gas natural en la región de Norteamérica, la energía eléctrica generada con base en ese combustible resultó cuatro veces más barata que la generada con combustóleo y 5.5 veces más barata que la generada con diésel.

El desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica se mantenía con tasas de crecimiento por debajo de su potencial, por falta de inversión en infraestructura de transmisión y reglas de mercado adecuadas para asegurar inversión de tecnologías renovables de bajo costo económico para la sociedad.

III.2 Reforma Constitucional en materia energética

En materia eléctrica, la Reforma Energética dispone en el Artículo 27 Constitucional que la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como la transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la nación. Se mantiene la prohibición expresa de otorgar concesiones en estas actividades, sin embargo, se permite que el Estado celebre contratos con particulares para que, por cuenta de la nación, lleven a cabo el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Se reformó el Artículo 28 Constitucional para que la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de electricidad sean áreas exclusivas del Estado. Se reafirma el control del Estado sobre el sistema eléctrico como una actividad toral de la nación para beneficio de las y los mexicanos.

A continuación, se detalla el entorno bajo el cual se encuentran en desarrollo cada una de las actividades que conforman la Industria Eléctrica bajo el referido marco constitucional.

III.2.1 Generación de energía eléctrica

La Reforma Constitucional eliminó las restricciones que los particulares tenían para participar en la actividad de generación, con lo que se abrió la posibilidad de vender a terceros. Esto implicaba que existiría un mercado en el que podrán concurrir CFE y los nuevos generadores que participen en la industria. Estos podrán ser particulares, o empresas públicas como PEMEX.

La CFE sigue siendo el principal actor en esta actividad, ya que continúa siendo la propietaria de las plantas de generación con las que contaba al momento de la Reforma Constitucional y los contratos de provisión de energía que fueron firmados con particulares continúan vigentes hasta su término. La participación de particulares, junto con la CFE, en la generación de energía eléctrica permite que la instalación de nuevas centrales se lleve a cabo de forma más flexible. CFE puede construir nuevas plantas, modernizar la base de generación e incrementar su competitividad, mientras los particulares pueden instalar nuevas plantas para vender su energía al Mercado Eléctrico Mayorista, a suministradores o usuarios calificados.

Con excepción de la energía nuclear, todas las demás tecnologías de generación de energía eléctrica pueden ser desarrolladas por terceros que deseen participar en el mercado. El marco jurídico (Ley de la Industria Eléctrica), de forma consistente con el marco constitucional, permitió a su vez que los particulares que operaban bajo esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeño productor, importación, exportación, así como la capacidad no contratada por CFE de los productores independientes de energía, vendieran su energía a terceros, permitiéndoles migrar al nuevo esquema regulatorio.

Se establecieron obligaciones de emisiones contaminantes y de generación limpia en la generación de energía eléctrica, lo que permite dar certidumbre a las trayectorias de inversión, y, al mismo tiempo, la competencia entre tecnologías limpias.

Si bien la generación de energía eléctrica es una actividad desregulada, esto no implica que el Estado no tenga un papel en la expansión de la generación con el fin de que exista suficiente capacidad. Por una parte, la planeación del sistema eléctrico nacional sigue estando en manos del Estado. Con base en esta obligación, las autoridades son las responsables de establecer obligaciones a los participantes de la industria que garanticen que exista suficiente capacidad de generación para satisfacer las necesidades del sistema.

III.2.2 Energía Renovable

Los particulares aportan una proporción importante de la ampliación de la capacidad de generación en el SEN; bajo la figura de generadores libres; éstos tienen la posibilidad de participar en el Mercado Eléctrico, compitiendo en igualdad de condiciones con la CFE.

Para fortalecer los proyectos de energías renovables, se facilita su proceso administrativo, con lo que se incrementa su participación en la matriz energética. Los planes de inversión en energías alternativas requieren de una sinergia entre la protección al medio ambiente y el establecimiento de

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

relaciones virtuosas con las comunidades donde se establezcan, basados en enfoques de sostenibilidad social y respeto a los derechos humanos.

La producción de energía a partir de fuentes renovables proporciona un desarrollo sostenido y sustentable. Asimismo, se crean empleos verdes basados en las energías renovables, como lo han hecho otros países.

III.2.3 Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional

Al ser la generación una actividad que deja de estar reservada al Estado era necesario que, con el fin de garantizar la transparencia y la libre competencia, existiera un organismo independiente que fuera el responsable de coordinar el despacho minimizando el costo de la energía eléctrica.

El Centro Nacional de Control de Energía, que antes de la reforma formaba parte de la CFE, se transformó en un Organismo Público Descentralizado encargado del control operativo del SEN. Con ello se dispone que un tercero imparcial, y ya no la propia CFE, opere el Mercado Eléctrico Mayorista y garantice a los generadores el acceso abierto y equitativo a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución. La garantía de acceso a un mercado donde los generadores puedan vender su producción y acceso a la red que se requiere para entregarla, impulsa la inversión en nuevas centrales de generación con tecnologías limpias y eficientes.

Finalmente, con el papel de coordinador imparcial que tiene el CENACE dentro del sistema, es un árbitro que garantiza el acceso a las redes. El CENACE desarrolla nuevas capacidades para facilitar el despacho de energías renovables variables, manteniendo un funcionamiento óptimo del sistema.

III.2.4 Transmisión y Distribución

Las redes de transmisión y distribución son monopolios naturales, en donde la competencia no es posible.

Estas actividades siguen estando reservadas al Estado. Sin embargo, la participación de particulares es posible a través de contratos que permiten que estos financien, construyan u operen las redes.

La Reforma Constitucional busca apuntalar las actividades de la CFE de la manera que más le convenga a la Nación. Se pueden celebrar contratos entre particulares y la CFE para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Así se puede aprovechar la tecnología y la experiencia de las empresas que han aplicado mejores prácticas para reducir los costos de operación y las pérdidas de energía.

La planeación de la expansión de las líneas de transmisión es responsabilidad del CENACE. Este organismo imparcial considera los intereses de todos los usuarios del sistema.

Esta planeación imparcial da lugar a mecanismos mucho más expeditos y eficaces que permitan la expansión de las redes de transmisión que con los que se contaba anteriormente, permitiendo la expansión dedicada a la evacuación de energía de fuentes renovables de las distintas regiones del país.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

III.2.5 Comercialización

La Comercialización de energía eléctrica es una actividad que quedó liberada en el nuevo marco constitucional. Esto implica que particulares pueden adquirir, y vender, sin necesidad de contar con plantas de generación o de ser los usuarios finales, energía eléctrica a terceros.

Esta función es muy relevante en muchos mercados eléctricos que permiten la competencia, dado que prestan una serie de servicios como el dar liquidez, proporcionar certeza a los precios que los generadores obtienen en el largo plazo y reducir la volatilidad de los precios a los consumidores.

III.3 Etapas de la Reforma Constitucional en materia Energética

La primera etapa de la Reforma, es decir, la aprobación de las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, así como los 21 transitorios del Decreto de Reforma, consistió en la realización de cambios al marco constitucional, que permitieron detonar los procesos necesarios para que se completara el nuevo ordenamiento legal e institucional.

La segunda etapa conllevó la modificación o expedición de un amplio acervo de leyes. Por medio de esta armonización del marco legal se definieron las nuevas responsabilidades de los distintos actores: organismos, reguladores, operadores e inversionistas, entre otros. Esto permitió reimpulsar la competitividad del sector energético, la seguridad de abasto y la expansión de la capacidad de ejecución en proyectos complejos.

La tercera etapa es, propiamente, la instrumentación de la Reforma. Una vez que se cuenta con el diseño legal aplicable al nuevo modelo energético, es necesario construir el andamiaje institucional para el sector energético. Esto implica el fortalecimiento de las instituciones, la identificación de las necesidades futuras del sector, que van desde recursos humanos, desarrollo de centros de investigación y la transformación de las empresas del Estado, entre otros. Otro aspecto importante de esta tercera etapa corresponde a la promoción de las oportunidades de negocios entre los distintos inversionistas y empresas operadoras.

III.4 Preceptos de la Reforma Constitucional en materia Energética

Promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones del servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes han sido los principales objetivos planteados por el Gobierno de la República para la implementación de dicha Reforma.

Por tanto, regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica (actividades consideradas de interés social y orden público) son el fin último de las disposiciones normativas que integran tanto las reformas constitucionales como la creación de la Ley de la Industria Eléctrica, su reglamento y regulaciones complementarias aplicables al Sector Eléctrico.

De acuerdo con dicha Ley, la industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

En virtud de que el sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria; estas actividades resultan de interés público. Mientras que la

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'L' and several other marks.]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional, del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica se consideran áreas estratégicas.

En este sentido, la normatividad aplicable al rubro considera al Suministro Eléctrico también como un servicio de interés público (por ser una actividad prioritaria para el desarrollo nacional); a la generación y comercialización de energía eléctrica como servicios que se prestarán en un régimen de libre competencia ; a las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional como áreas de utilidad pública las cuales se sujetarán a obligaciones de servicio público y universal en términos de las disposiciones normativas aplicables.

Con el propósito de lograr el cabal cumplimiento de los objetivos previamente descritos, se consideran obligaciones de servicio público y universal las siguientes:

- Otorgar acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios;
- Ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico a todo aquél que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- Cumplir con las disposiciones de impacto social y desarrollo sustentable descritas en la ley;
- Contribuir al Fondo de Servicio Universal Eléctrico;
- Cumplir con las obligaciones en materia de Energías Limpias y reducción de emisiones contaminantes que al efecto se establezcan en las disposiciones aplicables, y
- Ofrecer energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos al Mercado Eléctrico Mayorista basado en los costos de producción conforme a las Reglas del Mercado y entregar dichos productos al Sistema Eléctrico Nacional cuando sea técnicamente factible, sujeto a las instrucciones del CENACE.
- Los Generadores y Generadores Exentos están obligados a proporcionar, en la medida de sus posibilidades físicas, energía eléctrica y Servicios Conexos cuando por causas de emergencia se pongan o puedan ponerse en riesgo las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional o el Suministro Eléctrico, cumpliendo las instrucciones del CENACE, únicamente por el lapso que dure dicha emergencia. En estos casos, los Generadores y Generadores Exentos tendrán derecho a recibir la contraprestación que les corresponda en los términos de las Reglas del Mercado.

Ante la necesidad de contar con los elementos necesarios para que el Estado de cumplimiento al servicio público y universal, se han considerado las siguientes directrices para instrumentar dicha Reforma:

- Cuando las obras, ampliaciones o modificaciones necesarias para la interconexión o conexión no se incluyan en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, el Generador, Generador Exento o Usuario Final podrá optar por realizarlas a su costa o por hacer aportaciones a los Transportistas o a los Distribuidores para su realización y beneficiarse de las mismas, bajo los términos, condiciones y metodologías de cálculo que se establezcan en los Reglamentos, o bien, que fije la CRE mediante disposiciones administrativas de carácter general.
- Es en este contexto donde el CENACE administra los Derechos Financieros de Transmisión en los términos que establecen las Reglas del Mercado, mismas que indican el mecanismo para distribuir entre sus participantes los ingresos o costos excedentes que resulten de la liquidación de dichos instrumentos.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- La medición de la energía eléctrica y de los Servicios Conexos entregados y recibidos por las Centrales Eléctricas y Centros de Carga que estén representados por Generadores o por Usuarios Calificados Participantes del Mercado se rige por las Reglas del Mercado. La medición de las demás Centrales Eléctricas y Centros de Carga se rige por las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y por las Reglas de Mercado.
- La medición de la energía eléctrica y de los Servicios Conexos entregados y recibidos en los demás puntos del Sistema Eléctrico Nacional se rige por las Reglas del Mercado. Los Transportistas, Distribuidores y demás personas responsables de la medición están obligados a compartir los datos de medición de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga con los Suministradores que los representan.
- Los Transportistas y los Distribuidores celebran con el CENACE los convenios que rigen la prestación y facturación de los servicios de transmisión y distribución, con base en los modelos de contrato autorizados por la CRE a propuesta del CENACE.

III.5 Características del Mercado Eléctrico Mayorista

Como se menciona con anterioridad, el CENACE opera el Mercado Eléctrico Mayorista, en el cual los Generadores, Comercializadores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado pueden realizar, al menos, transacciones de compra – venta de:

- Energía eléctrica;
- Servicios Conexos que se incluyen en el Mercado Eléctrico Mayorista;
- Potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica;
- Los productos anteriores, vía importación o exportación;
- Derechos Financieros de Transmisión;
- Certificados de Energías Limpias, y
- Los demás productos, derechos de cobro y penalizaciones que se requieran para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Las Reglas del Mercado establecen los procedimientos que permiten determinar al CENACE, invariablemente, los precios de las transacciones celebradas en el Mercado Eléctrico Mayorista con base en las ofertas que recibe.

Es importante mencionar que el Mercado Eléctrico Mayorista opera con base en las características físicas del Sistema Eléctrico Nacional y se sujeta a lo previsto en las Reglas del Mercado, procurando en todo momento la igualdad de condiciones para todos sus participantes, promoviendo el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Las Reglas del Mercado se establecen de la siguiente manera:

- La CRE es la encargada de emitir las Bases del Mercado Eléctrico.
- El CENACE es el encargado de emitir las Disposiciones Operativas del Mercado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- La CRE es la encargada de establecer mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado, los cuales incluyen la participación de los demás integrantes de la industria eléctrica.

Conforme a lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, el MEM consta de:

1. Mercado de Energía de Corto Plazo, que a su vez se integra por:
 - a. el Mercado del Día en Adelanto;
 - b. el Mercado de Tiempo Real;
 - c. el Mercado de Una Hora en Adelanto;
2. Mercado para el Balance de Potencia;
3. Mercado de Certificados de Energías Limpias; y,
4. Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

Los principales componentes para la implementación del MEM son:

1. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado
2. Garantías de Cumplimiento
3. Acceso al Sistema Eléctrico Nacional
4. Sistema de Información del Mercado
5. Sistemas de Medición
6. Liquidación, facturación y pago

Así mismo, las principales características y requerimientos técnicos para dicho Mercado Eléctrico son:

1. Desarrollar los contenidos de Manuales de Prácticas de Mercado
2. Desarrollar sistemas automatizados y procesos operativos
3. Mejoras en normatividad, sistemas y procesos.

Finalmente, la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista buscaba atender los siguientes problemas de política pública:

1. La falta de competencia en la generación de electricidad había encarecido los costos y provocado la existencia de tarifas que no resultaban competitivas a nivel internacional.
2. No existían, para los participantes de la industria, determinadas obligaciones en materia de energías limpias, acceso abierto, suministro, servicio universal y electrificación.
3. Los proyectos de construcción de plantas de generación de mayor escala dependían en exclusiva de la planeación y ejecución del Estado con las restricciones presupuestales naturales del gasto público.

III.6 Primeras Reglas del Mercado.

Con base en el artículo tercero transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica, SENER emitió las primeras Reglas del Mercado, dichas Reglas incluyeron las Bases del Mercado Eléctrico y Disposiciones Operativas. Tal y como lo señala el referido artículo transitorio, las Primeras Reglas del

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Mercado fueron publicadas en el DOF con base en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, publicada en el DOF el 4 de agosto de 1994.

Con base en lo anterior, el 19 de diciembre de 2017 la SENER informó la conclusión de la emisión de las primeras Reglas del Mercado, habiendo publicado las siguientes:

- Bases del Mercado Eléctrico (1)
- Manuales de Mercado (27)
- Guías Operativas (1)
- Procedimientos de Operación (1)

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

IV. Marco normativo aplicable

- a) *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.*
- b) *Ley de la Industria Eléctrica*, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, vigente a partir del 12 de agosto de 2014.
- c) *Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica*, publicado el 31 de octubre de 2014, vigente a partir del 1 de noviembre de 2014.
- d) *Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2013.
- e) *Plan Sectorial de Energía*. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 2013.
- f) *Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Energía*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2014, vigente a partir del 29 de agosto de 2014.
- g) *Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de abril de 2018, vigente a partir del 21 de abril de 2018.
- h) *Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico*. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015, vigente a partir del 9 de enero de 2018.
- i) *Acuerdo por el que se emite el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de enero de 2018, vigente a partir del 22 de enero de 2018.
- j) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 19 de noviembre de 2015, vigente a partir del 19 de noviembre de 2015.
- k) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 15 de marzo de 2016, vigente a partir del 15 de marzo de 2016.
- l) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Garantías de Cumplimiento*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 16 de marzo de 2016, vigente a partir del 17 de marzo de 2016.
- m) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Solución de Controversias*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 16 de marzo de 2016, vigente a partir del 16 de marzo de 2016.
- n) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Contratos de Interconexión Legados*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 13 de mayo de 2016, vigente a partir del 16 de mayo de 2016.
- o) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 17 de junio de 2016, vigente a partir del 20 de junio de 2016.
- p) *Acuerdo por el que se emite el Manual del Sistema de Información del Mercado*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 4 de julio de 2016, vigente a partir del 5 de julio de 2016.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- q) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 15 de julio de 2016, vigente a partir del 18 de julio de 2016.
- r) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 14 de septiembre de 2016, vigente a partir del 14 de septiembre de 2016.
- s) *Acuerdo por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2016, vigente a partir del 23 de septiembre de 2016.
- t) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 15 de diciembre de 2016, vigente a partir del 14 de enero de 2017.
- u) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 20 de enero de 2017, vigente a partir del 23 de enero de 2017.
- v) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Subastas de Mediano Plazo*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 12 de junio de 2017, vigente a partir del 13 de junio de 2017.
- w) *Acuerdo por el que se emite la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de junio de 2017, vigente a partir del 26 de junio de 2017.
- x) *Acuerdo por el que se emite el Procedimiento de Operación para la Consola de Pagos*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de julio de 2017, vigente a partir del 28 de julio de 2017.
- y) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 28 de julio de 2017, vigente a partir del 29 de julio de 2017.
- z) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Costos de Oportunidad*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 16 de octubre de 2017, vigente a partir del 14 de abril de 2018.
- aa) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Programación de Salidas*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2017, vigente a partir del 11 de febrero de 2018.
- bb) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Pronósticos*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 23 de noviembre de 2017, vigente a partir del 24 de noviembre de 2017.
- cc) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 4 de diciembre de 2017, vigente a partir del 4 de diciembre de 2017.
- dd) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Importaciones y Exportaciones*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 11 de diciembre de 2017, vigente a partir del 11 de diciembre de 2017.
- ee) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 8 de enero de 2018, vigente a partir del 9 de enero de 2018.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- ff) *Acuerdo por el que se emite el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 8 de enero de 2018, vigente a partir del 22 de enero de 2018.
- gg) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Coordinación de Gas Natural*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 9 de enero de 2018, vigente a partir del 9 de enero de 2018.
- hh) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Medición para Liquidaciones*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 10 de enero de 2018, vigente a partir del 12 de enero de 2018.
- ii) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 11 de enero de 2018, vigente a partir del 11 de enero de 2018.
- jj) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Liquidaciones*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 12 de enero de 2018, vigente a partir del 12 de enero de 2018.
- kk) *Acuerdo por el que se emite el Manual de Vigilancia del Mercado*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 12 de enero de 2018, vigente a partir del 26 de enero de 2018.
- ll) *Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*, publicado en el Diario oficial de la Federación el 9 de febrero de 2018, vigente a partir del 9 de febrero de 2018.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

V. Vinculación de la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista con el Plan Nacional de Desarrollo.

V.1 Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018

El Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, en su apartado México Próspero, señala la necesidad de impulsar a los sectores de mayor importancia para el desarrollo del país como lo es el energético. En este sentido, México requiere de políticas en materia energética sólidamente sustentadas que impulsen las inversiones del sector, fomenten nuevos y diversos mercados, democratizen la productividad y orienten el desarrollo al cumplimiento de las principales metas del sector.

V.2 Programa Sectorial de Energía 2013 – 2018

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, a la SENER le corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia.

Bajo esta perspectiva, la SENER elaboró el Programa Sectorial de Energía, el cual representó un importante avance en la construcción de un México más competitivo, productivo e incluyente. Su cumplimiento contribuyó a la consolidación del sector energético como un instrumento para llevar bienestar y desarrollo a todas las regiones del país, orientando las acciones a la solución de los obstáculos que limitan el abasto de energía, promover la construcción y modernización de la infraestructura del sector y la modernización organizacional tanto de la estructura y regulación de las actividades energéticas, como de las instituciones y empresas del Estado.

En el siguiente Cuadro 5.1 se observa a detalle la interrelación existente entre el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía, planteadas para abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva con los seis objetivos del Programa Sectorial de Energía:

Meta Nacional	Objetivo de la Meta Nacional	Estrategias del Objetivo de la Meta Nacional	Objetivo del Programa
IV. México Próspero	4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	4.6.1. Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.	Objetivo 1: Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.
			Objetivo 3: Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.
			Objetivo 4: Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.
			Objetivo 5: Ampliar la utilización de fuentes de energía limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Meta Nacional	Objetivo de la Meta Nacional	Estrategias del Objetivo de la Meta Nacional	Objetivo del Programa
			Objetivo 6: Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.
		4.6.2. Asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país.	Objetivo 2: Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional
			Objetivo 3: Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.
			Objetivo 4: Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.
			Objetivo 5: Ampliar la utilización de fuentes de energía limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.
			Objetivo 6: Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.

Cuadro 5.1. Alineación de los objetivos del Programa Sectorial de Energía 2013-2018 al Plan Nacional de Desarrollo

Dentro del Programa Sectorial de Energía se establece que el fortalecimiento y mejora de la infraestructura eléctrica permite facilitar el suministro de la energía necesaria para respaldar el desarrollo económico del país actual y futuro. Por tanto, es indispensable optimizar la operación del sector eléctrico mediante la diversificación de tecnologías y la adopción de procesos y prácticas más eficientes que permitan reducir costos, hacer un mejor uso de los recursos naturales, físicos y financieros, y minimizar los impactos negativos a la sociedad y el medio ambiente.

Para lograr lo anterior, dentro del Objetivo 2 "Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional" se establecieron 4 estrategias con sus respectivas líneas de acción, las cuales se describen a continuación:

- **Estrategia 1:** Desarrollar la infraestructura eléctrica nacional, con criterios de economía, seguridad, sustentabilidad y viabilidad económica.

Líneas de acción:

- Planear la expansión de la infraestructura eléctrica nacional conforme al incremento de la demanda, incorporando energías limpias, externalidades y diversificación energética.
- Expandir la infraestructura, cumpliendo con las metas de energía limpia del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.
- Potenciar la participación de la energía nucleoelectrónica.
- **Estrategia 2:** Disponer de infraestructura eléctrica en las mejores condiciones para proveer el servicio con estándares de seguridad, calidad y eficiencia.

Líneas de acción:

- Mantener, modernizar y rehabilitar la infraestructura eléctrica para optimizar la operación del sistema.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Establecer programas que incrementen la eficiencia energética de los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Fijar estándares de calidad y continuidad del suministro en la prestación del servicio a nivel de área de distribución.
- Actualizar la infraestructura y marco institucional para gestión de desechos radiactivos y combustible nuclear gastado para asegurar la sustentabilidad de las instalaciones.
- **Estrategia 3: Disminuir los costos a lo largo de la cadena productiva del sector eléctrico que permitan la reducción de tarifas.**
Líneas de acción:
 - Reducir las pérdidas de energía en la operación del sistema eléctrico para disminuir costos y mejorar la relación precio/costo.
 - Incrementar la productividad de CFE en toda su cadena de valor, para reducir las brechas respecto a las mejores prácticas internacionales.
 - Incorporar tecnologías que permitan incrementar la eficiencia de los procesos de transmisión, distribución y comercialización, además de reducir costos.
 - Asegurar la disponibilidad de insumos para la generación eléctrica, garantizando la viabilidad económica y la sustentabilidad a corto y largo plazo.
 - Convertir centrales viables para incrementar su eficiencia y flexibilidad, para el uso de combustibles alternos en generación que permita minimizar costos.
- **Estrategia 4: Actualizar el marco jurídico para incentivar el desarrollo eficiente del sector bajo los principios de certidumbre, transparencia y rendición de cuentas.**
Líneas de acción:
 - Realizar propuestas de modificación a leyes y reglamentos a fin de optimizar la operación del sector eléctrico.
 - Mantener un marco actualizado en materia normativa, regulatoria y tarifaria que ofrezca certidumbre y flexibilidad a los participantes del sector eléctrico.
 - Ampliar el ámbito de información disponible que permita a los usuarios tener mejor conocimiento sobre el desempeño del sector.

V.3 Plan Estratégico 2017 – 2021 del CENACE

Los objetivos estratégicos del CENACE son cuatro:

1. Garantizar la Operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad (económico, social y medio ambiente).
2. Implementar y Operar el Mercado Eléctrico Mayorista, garantizando a los Participantes del Mercado el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.
3. Ampliar y Modernizar la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la planeación, seguimiento y medición del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2017 – 2031 (PRODESEN).
4. Desarrollar el capital humano del CENACE implementando las buenas prácticas encaminadas a ejercer sus funciones bajo los principios de eficiencia, transparencia y objetividad.

A través de estos objetivos estratégicos el CENACE orienta sus esfuerzos para el cumplimiento de la misión y visión que reflejan la razón de ser de este Organismo Público Descentralizado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VI. Síntesis ejecutiva

VI.1 Subastas de Largo Plazo

La finalidad de las Subastas de Largo Plazo es contratar cobertura eléctrica para la compraventa de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable (energía limpia) y Certificados de Energía Limpia (CEL), con una duración de 15 años para Potencia y Energía Eléctrica, y de 20 años para CEL.

En noviembre de 2015 se emitieron las Bases de Licitación correspondientes a la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2015.

En cumplimiento a las Bases de Licitación y la aplicación de las reglas y factores de ajuste previstos en las mismas, el CENACE realizó la evaluación de las ofertas económicas de esta Primera Subasta de Largo Plazo recibidas el 28 de marzo de 2016.

El 31 de marzo de 2016, el CENACE emitió el fallo de la Primera Subasta Eléctrica arrojando los siguientes resultados:

- 18 ofertas seleccionadas para la asignación de los Contratos de Cobertura Eléctrica, de 11 empresas de México, España, Italia, EUA. y China.
- El rango de los proyectos seleccionados fue de 18 hasta 500 MW.
- Se adjudicó la compra de 5,402,880 MWh por año, 5,380,911 CEL por año.
- Se obtendrá un alto impacto en el uso de energías limpias y de inversión: 1.9% de la generación total anual.
- El precio promedio fue de 47.78 dólares por paquete (MWh + CEL): Eólica: 55.39 dólares; Solar: 45.15 dólares.

Como resultado de esta primera subasta se obtendrá una inversión para 2018 en parques fotovoltaicos y eólicos de 2.6 mil millones de dólares.

El 29 de abril de 2016, el CENACE emitió la Convocatoria para la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016 y el 13 de mayo de 2016 difundió en su portal de Internet las Bases de Licitación correspondientes.

El 4 de julio de 2016 se publicó la oferta económica de compra realizada por Suministro Básico de CFE para esta segunda subasta de largo plazo, ofertando la compra de potencia de 1,483 MW/año; oferta de compra de energía acumulable de 10,629,911 MWh/año; y oferta de compra de certificados de energía limpia (CEL) por 10,629,911 CEL/año.

La fecha de operación estándar para los contratos de cobertura eléctrica que se asignen por la subasta será el 1 de enero de 2019.

Participaron 57 licitantes, 23 de ellos resultaron ganadores con 56 ofertas de energía solar fotovoltaica, eólica y de otras energías limpias.

Como resultado de esta Segunda Subasta del Mercado Eléctrico, se tuvo un total de 23 empresas de 11 países, entre ellos, México, se invertirán en los próximos tres años 4 mil millones de dólares para la instalación de 2 mil 871 mega watts de nueva capacidad instalada en energías limpias.

El precio promedio por paquete de mega watt hora y certificado fue de 33.47 dólares, es decir, 30 por ciento menos que el obtenido en la primera subasta, por lo que es rentable el desarrollo de proyectos sustentables.

El 28 de abril de 2017, el CENACE publicó la Convocatoria para la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017 y el 27 de junio de 2017 difundió en su portal de Internet las Bases de Licitación Finales correspondientes.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Por primera vez, otras Entidades Responsables de Carga diferentes al Suministrador de Servicios Básicos pudieron participar en las Subastas de Largo Plazo, esto fue posible a que el CENACE publicó en su portal el 27 de abril de 2017 el establecimiento de la Cámara de Compensación.

El 30 de junio y 3 de julio se recibieron 4 solicitudes de registro como Comprador Potencial, de las cuales únicamente 3 obtuvieron el registro.

El 25 de julio se publicó la Oferta de Compra del Suministrador de Servicios Básicos (SSB) de CFE para esta Primer Subasta de Largo Plazo de 2017, ofertando la compra de Potencia de 1,288 MW/año; Oferta de Compra de Energía Eléctrica Acumulable de 5,548,896 MWh/año; y Oferta de Compra de Certificados de Energía Limpia (CEL) por 5,548,896 CEL/año.

Las demás Entidades Responsables de Carga diferentes al SSB que obtuvieron el Registro como Comprador Potencial presentaron su Oferta de Compra el 8 de agosto y el 14 de agosto el CENACE publicó la Oferta de Compra Aceptada de todas las Entidades Responsables de Carga cuyas cantidades fueron las siguientes, Oferta de Compra de Potencia de 1,414 MW/año; Oferta de Compra de Energía Eléctrica Acumulable de 6,089,532.25 MWh/año; y Oferta de Compra de Certificados de Energía Limpia (CEL) por 6,089,532 CEL/año.

La Fecha de Operación Estándar para los contratos de cobertura eléctrica que se asignen por la subasta será el 1 de enero de 2020. Se tuvo un alto grado de participación y competencia; 46 licitantes presentaron ofertas económicas, de las cuales 16 ofertas fueron seleccionadas preliminarmente.

Como resultado de esta Primer Subasta de Largo Plazo del 2017, se tuvo un total de 16 Ofertas de Venta adjudicadas de 10 empresas, se invertirán en los próximos tres años 2 mil 369 millones de dólares para la instalación de 2 mil 562 mega watts de nueva capacidad instalada en energías limpias.

El precio promedio por paquete de mega watt hora y certificado fue de 20.57 dólares, teniendo precios altamente competitivos internacionalmente colocando a México como uno de los países con mayor competitividad en el marco de la energía renovables. Se estima una inversión de 2,369 millones de dólares en 15 nuevas centrales eléctricas.

Finalmente, durante el primer semestre de 2018 comenzó la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018, misma que al 30 de junio de 2018 se encuentra en proceso de ejecución, habiéndose publicado la convocatoria a la Subasta, la lista de impedidos, las Bases de Licitación autorizadas por la CRE, los modelos de Contrato, las referencias de cien horas críticas del 2017, los PMLs y Factores de Ajuste Horario (FAH) para el periodo 2018-2035, el pronunciamiento de precios máximos por parte de la CRE, la designación del Testigo Social y realizado dos sesiones de capacitación.

VI.2 Cámara de Compensación

El 27 de abril de 2017, mediante AVISO, el CENACE se estableció como Cámara de Compensación para Contratos asignados por el CENACE a través de Subastas de Largo Plazo; ello con la finalidad de que Entidades Responsables de Carga distintas al Suministrador de Servicios Básicos pudieran participar en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 (SLP-1/2017).

La primera Subasta de Largo Plazo de 2017 (SLP-1/2017) fue la primera donde se permitió la entrada de compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos, gracias a que el mecanismo denominada Cámara de Compensación estaba debidamente establecido.

Respecto a la implementación de la Cámara de Compensación, el CENACE buscó apoyar las acciones necesarias para elaborar e implementar la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo y, en particular, para la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.

En ese sentido, el CENACE contrató los servicios de una empresa de consultoría económica que tuvo como objetivo general "Acompañar al CENACE en la elaboración de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo y apoyar en los trabajos que se llevarán a cabo para su implementación".

Es importante destacar que para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación en las Subastas de Largo Plazo, el CENACE también contó, en paralelo y de forma complementaria, con el apoyo de los servicios de una empresa de consultoría legal que tuvo como objetivo general "Brindar asesoría legal al CENACE para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación en las Subastas de Largo Plazo". Cabe señalar que el servicio de consultoría legal fue contratado por la empresa TetraTech, a través de recursos provenientes de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (US AID) del Programa MLED ("Programa para el Desarrollo Bajo en Emisiones de México), mientras que la operación y supervisión de los entregables del servicio de consultoría legal estuvo a cargo del CENACE.

El principal logro en la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subasta de Largo Plazo fue la publicación de su Guía Operativa en el Diario Oficial de la Federación el pasado 23 de junio de 2017.

La siguiente gran tarea por cumplir en el proceso de implementación de la Cámara de Compensación fue la contratación del Operador de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo en los términos establecido en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación, la cual estaba prevista que ocurriera antes de la firma de Contratos de la primera de Subasta de Largo Plazo de 2017, es decir, antes del 13 de abril de 2018.

El CENACE, con el apoyo de consultores legales, después de un proceso de diagnóstico, realizó un proceso de Licitación Pública Internacional bajo la Cobertura de Tratados para la contratación del Operador de la Cámara de Compensación; sin embargo, el pasado 5 de marzo de 2018, dicha Licitación fue declarada desierta.

Dado que la contratación del Operador de la Cámara de Compensación resultaba indispensable para el cumplimiento de las atribuciones de la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE publicó el pasado 15 de marzo de 2018 el AVISO mediante el cual comunicó que continuaría llevando a cabo, de manera transitoria, las funciones de Cámara de Compensación.

Puesto que la contratación del Operador no ha sido posible a la fecha, el CENACE continúa avanzando en el proceso de implementación de la Cámara de Compensación y de todas sus funcionalidades, en tanto no se logre la contratación de un Operador de la Cámara de Compensación o se opte por continuar llevando a cabo las funciones de Cámara de Compensación de forma indeterminada a través del CENACE.

La totalidad de las funcionalidades de la Cámara de Compensación deberán estar listas y operando para 2019, pocos meses antes de que las nuevas centrales eléctricas de la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 se encuentren en operación comercial.

VI.3 Mercado para el Balance de Potencia

El día 28 de febrero de 2017 el CENACE ejecutó por primera vez el Mercado para el Balance de Potencia, en cumplimiento a las Bases del Mercado y a su respectivo Manual.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El producto incluido en este mercado es la Potencia. La CRE, con base en la política de confiabilidad emitida por la Secretaría de Energía, establece los requisitos para que cada Entidad Responsable de Carga (ERC) adquiera una cantidad de Potencia suficiente para cubrir la demanda de los Centros de Carga que representa, más un margen. La compra de Potencia por cada ERC individual asegura que el sistema eléctrico en su totalidad cuente con una capacidad de generación suficiente.

Mediante la compra de Potencia y los ingresos correspondientes por la operación de cada recurso en el mercado de Corto Plazo, se genera el ingreso adicional necesario para cubrir los costos fijos de las Centrales Eléctricas. El pago adecuado de estos costos es esencial para atraer nuevas inversiones en capacidad de generación, y para permitir la operación continua de las Centrales Eléctricas ya instaladas.

Adicionalmente, uno de los objetivos de este mercado es facilitar las transacciones de Potencia entre los Participantes del Mercado, a fin de que las ERC cumplan con los requisitos de Potencia establecidos por la CRE y que los generadores, a su vez, puedan vender su Potencia no comprometida en contratos de cobertura eléctrica.

El Mercado para el Balance de Potencia está diseñado para calcular precios que reflejan el valor de la Potencia. Además, al establecer un precio de Potencia que refleja el valor de la capacidad instalada, se fomenta la competencia y la innovación en el segmento de generación porque el mercado pagará el mismo precio a cada generador que entrega Potencia en una región determinada y se atraen a los generadores que pueden operar con costos más bajos.

Los precios de la Potencia, resultados de la ejecución de este mercado, muestran una señal de precio, en función de las condiciones de escasez o superávit de la capacidad de generación.

Los Precios de Potencia en cada sistema interconectado y las cantidades liquidadas en cada Zona de Potencia en el año de operación 2017 fueron:

- Sistema Interconectado Nacional.
 - Precio de Potencia: 709,625.1164 pesos por MW año
 - Monto Total Liquidado por Potencia: 4,665,228,037.08 pesos.
- Sistema Interconectado Baja California.
 - Precio de Potencia: 594,112.2267 pesos por MW año
 - Monto Total Liquidado por Potencia: 325,689,828.82 pesos.
- Sistema Interconectado Baja California Sur.
 - Precio de Potencia: 2,754,685.1434 pesos por MW año
 - Monto Total Liquidado por Potencia: 573,063,899.32 pesos.

VI.4 Subastas de Mediano Plazo

El día 15 de agosto de 2017, se lanzó por primera vez en México la convocatoria a la primer Subasta de Mediano Plazo 2017, dirigida a los Suministradores de Servicios Básicos interesados en adquirir con anticipación la Potencia y energía eléctrica que será consumida por los Usuarios de Suministro Básico, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo (3 años).

La Subasta de Mediano Plazo tiene como objetivos:

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Permitir a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica en forma competitiva y en condiciones de prudencia, para que satisfagan las necesidades de Potencia y Energía en el mediano plazo, así como cumplir con los requisitos de cobertura eléctrica que establezca la CRE;
- Permitir a cualquier Participante de Mercado celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Productos de Potencia y/o de Energía;
- Permitir a los Generadores presentar Ofertas de Venta de Productos de Energía a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo, y presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia que no tengan comprometida;
- Permitir que los Comercializadores no Suministradores presenten Ofertas de Venta de Productos de Energía que sirvan de cobertura eléctrica para las Entidades Responsables de Carga;
- Permitir a cualquier Participante del Mercado presentar Ofertas de Venta de Productos de Potencia y Energía correspondientes a sus excedentes de Potencia y Productos de Energía.

La Evaluación Económica de las Ofertas de Venta de la Primera Subasta de Mediano Plazo 2017 se llevó a cabo el 23 de febrero de 2018 y, el 5 de marzo del mismo año, se publicó el fallo conforme a lo establecido en el calendario correspondiente.

En dicho proceso se recibieron 41 Ofertas de Compra con precio definitivo para Energía y 10 Ofertas de Compra con precio definitivo para Potencia por parte de CFE Suministrador de Servicios Básicos, E. P. S., Vitol Electricidad de México, S. de R. L. de C. V., Enel Energía, S. A. de C. V.

En tanto, se recibieron tres Ofertas de Venta para el producto de Energía y tres Ofertas de Venta para el producto de Potencia por parte de las empresas CFE Generación VI, E. P. S., GPG Energía México, S. A. de C. V., Vitol Electricidad de México, S. de R. L. de C. V. y Energía Azteca X, S. A. de C. V.

Para el producto de Potencia fueron adjudicados 50 MW-año a un precio del mercado de \$746,072 pesos en el Sistema Interconectado Nacional para el año 2018, los cuales fueron ofertados por GPG Energía México, S. A. de C. V. y comprados por ENEL Energía, S. A. de C. V. En tanto, el producto de Potencia para el 2019 o 2020 no resultó adjudicado. Asimismo, el producto de Energía no fue adjudicado para ninguno de los años disponibles de la Subasta debido a que el precio mínimo que estaban dispuestos a recibir los vendedores por unidad de producto fue mucho mayor al precio máximo que estaban dispuestos a pagar los compradores.

VI.5 Derechos Financieros de Transmisión

Sobre los "Derechos Financieros de Transmisión Legados", el 30 de noviembre de 2016, se realizó la asignación anual de los Derechos Financieros de Transmisión Legados para el año 2016 y del 1 de enero del 2017 al 30 de noviembre de 2017 permanecieron fijos los DFT producto de esta primera asignación. Los resultados de esta primera asignación se publicaron en el portal web del CENACE.

El 30 de noviembre de 2017, el CENACE comenzó con los recálculos mensuales iniciando con el mes de diciembre de 2017, también en la misma fecha publicó los resultados de la asignación anual del año 2018 en el portal de Sistema de Información de Mercado; y mes con mes a partir de esta fecha realiza los recálculos mensuales, tomando en cuenta la información de adiciones y retiros de Centros de Carga que los Participantes de Mercado con DFT Legados reporta oportunamente. En este sentido y en particular con esta información el CENACE asignó al Suministrador de Servicios Básicos para las 4 temporadas un volumen promedio de 25,924 MW de capacidad en DFT Legados, por otro lado, al

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Generador de Intermediación le fueron asignados, para las 4 temporadas, un promedio de 1,664 MW de capacidad en DFT Legados.

El 28 de Julio del 2017 año se publicó el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión en el DOF. Hasta el momento no se ha realizado ninguna Subasta de Derechos Financieros de Transmisión, sin embargo, estas Subastas permitirán a los PM interesados en participar, estimar y adquirir las coberturas necesarias contra la componente de congestión asociadas a los puntos de inyección y retiro de los bloques de energía que comercialicen en el Mercado de Energía de Día en Adelanto.

Al 30 de junio el CENACE se encuentra trabajando en la implementación del Software de administración y procedimientos de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión para poder realizar la convocatoria de la primer Subasta de DFTs en el mes de noviembre del 2018.

VI.6 Mercado de Corto Plazo

VI.6.1 Mercado de Día en Adelanto

EL CENACE tal como se hace referencia en las Bases de Mercado dio continuidad al Proceso de Ejecución del Mercado de Día en Adelanto, donde los Participantes del Mercado presentan Ofertas de Compra y/o de Venta de energía eléctrica y de Servicios Conexos a través del Sistema de Recepción de Ofertas.

Dichas Ofertas, en caso de resultar en una asignación, se convierten en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de los productos objeto de las mismas. Con base en las Ofertas, el CENACE lleva a cabo la Asignación y Despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto en los términos establecidos en el Manual de Mercado de Corto Plazo.

El Proceso de Ejecución del Mercado de Día en Adelanto consiste en dos Procedimientos:

- 1) Procedimiento de recepción de ofertas de compra y venta de energía; y
- 2) Procedimiento de ejecución del MDA.

En este segundo procedimiento se integran las actividades necesarias para la ejecución del Mercado de Día en Adelanto obteniendo como resultado los precios marginales locales, así como la asignación y despacho de las unidades participantes del mercado.

VI.6.1.1 Recepción de ofertas de compra y venta de energía

En el Proceso de Ejecución del Mercado de Día en Adelanto, los Participantes del Mercado presentan Ofertas de Compra y/o de Venta de energía eléctrica y de Servicios Conexos a través del Sistema de Recepción de Ofertas.

En este primer procedimiento se reciben y validan las ofertas de compra y venta de energía y servicios conexos entregándolo de una forma adecuada para la Ejecución del MDA.

VI.6.1.2 Ejecución del MDA

En este procedimiento se integran las actividades necesarias para la ejecución del Mercado de Día en Adelanto obteniendo como resultado los precios marginales locales, así como la asignación y despacho de las unidades participantes del mercado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El objetivo de la ejecución del MDA es cooptimizar las ofertas de compra y venta de energía presentadas para el Mercado del Día en Adelanto, para satisfacer la demanda y los requerimientos de reserva para cada una de las etapas del horizonte de planeación obteniendo como resultado los Precios Marginales Locales, asignación y despacho de cada una de las unidades participantes del mercado con energía y/o servicios conexos, teniendo presente la continuidad, seguridad y confiabilidad del sistema interconectado nacional maximizando el beneficio social.

VI.6.1.3 Servicios Conexos

Los Servicios Conexos son calculados actualmente por El CENACE, así como la porción de los requerimientos totales que cada Participante del Mercado está obligado a obtener, con base en las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.

Los requerimientos totales para las reservas incluidas en el mercado toman en cuenta el riesgo de disparos de Centrales Eléctricas, salidas no planeadas de la transmisión, la variabilidad y los errores de pronóstico de la generación intermitente y la variabilidad y los errores de los pronósticos de la carga.

VI.6.2 Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC)

La estructura del modelo AUGC es igual a la del modelo AUMDA, lo que cambia es el origen de los datos y el grado de libertad que se permite a las variables de decisión. En este modelo, no es necesario calcular los Precios Marginales Locales de la energía ni los precios de los Servicios Conexos.

El modelo AUGC es un modelo de programación lineal con una mezcla de variables de decisión discretas y continuas con un horizonte de tiempo de un día con intervalos horarios.

Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:

- a) Arranque, paro y configuración de operación de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico;
- b) Potencia de generación de las Unidades de Central Eléctrica;
- c) Cantidad de potencia suministrada a los Centros de Carga; y,
- d) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.

VI.6.3 Mercado en Tiempo Real

El Mercado de Tiempo Real (MTR) se implementa mediante el uso de programas de aplicación en tiempo real para ejecutar el despacho económico y reasignación de unidades con restricciones de seguridad que el CENACE utilizará para la operación del mercado.

Las ofertas en tiempo real para Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable deben entregarse al CENACE antes de la Hora de Operación, en los periodos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

Las ofertas al Mercado de Tiempo Real pueden variar de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto ante cambios en las capacidades disponibles de generación o cambios en los costos de producción que requieran ajustes en las ofertas y precio.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable deben notificar de inmediato al CENACE de cualquier cambio en la disponibilidad o en los planes operativos de sus recursos para el Día de Operación.

El MTR está constituido de tres grandes procesos, la Asignación de Unidades de Tiempo Real (AUTR), el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad Multi-Intervalo (DERS-MI) y el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo (DERS-I).

El proceso de Asignación de Unidades de Tiempo Real tiene como función principal, ajustar el programa de arranques y paros planificados previamente en los procesos del MDA y AUGC, considerando intervalos horarios, de tal forma que anticipa o posterga los arranques, paros y cambios de configuración de Unidades de Central Eléctrica en términos de intervalos de despacho quince minutales. Este modelo se ejecuta una vez cada hora con un horizonte de tiempo de 8 intervalos quince-minutales (dos horas) en adelante. El AUTR también asigna unidades de arranque rápido en función de los resultados del pronóstico intra-horario para la demanda y la generación intermitente, así como ante problemas de indisponibilidad de generación.

El proceso DERS-MI tiene como objetivo determinar los puntos base económicos de las Unidades de Central Eléctrica, asignar los servicios de reservas y calcular los Precios Marginales Locales y los Precios Marginales de los Servicios de Conexos. Este modelo se ejecuta cada quince minutos con un horizonte de cuatro intervalos quince-minutales (una hora) en adelante.

El proceso DERS-I tiene como objetivo determinar los puntos base económicos de las Unidades de Central Eléctrica que cuentan con infraestructura de Control Automático de Generación (CAG) y que formen parte del conjunto de Unidades que operan con regulación secundaria, así como sus factores de participación. Este modelo se ejecuta cada cinco minutos para las condiciones operativas vigentes de la última solución disponible del Estimador de Estado y en forma coordinada con la solución quince-minutal del modelo.

El 5 de enero de 2017, la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación la "Resolución que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el CENACE para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista".

Entre ellas, el inciso (n) previsto para las disposiciones aplicables al Mercado de Energía de Corto Plazo, establece que el CENACE calculará precios "ex-post" para los efectos de las liquidaciones que se realicen en el Mercado de Tiempo Real (MTR).

VI.7 Sistema de Información del Mercado

La Ley de la Industria Eléctrica estableció en su artículo 159 la obligación del CENACE de facilitar la transparencia de la información del MEM, tomando en cuenta el interés público, la integridad y funcionamiento eficiente de dicho Mercado, la competencia económica y la protección de los consumidores.

Siguiendo este precepto, el CENACE incluyó, como parte de la Implementación del MEM, la creación del Sistema de Información del Mercado (SIM), que se ha mantenido en operación desde el inicio formal de las operaciones de la Primera Etapa del MEM a la fecha. Durante este tiempo se han presentado actualizaciones a fin de incrementar la información publicada o las funcionalidades a los usuarios.

El SIM garantiza el derecho de acceso a la información a sus usuarios, observando en todo momento, las disposiciones previstas en las Leyes de Transparencia y Acceso a la Información Pública. Por ello,

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

la información que se pone a disposición se organiza en tres áreas con distintos niveles de seguridad para el acceso: Área Pública, Área Certificada y Área Segura.

VI.8 Desarrollo de las Reglas del Mercado

El artículo 3, fracción XXXVIII, de La Ley de la Industria Eléctrica define a las Reglas del Mercado de la siguiente manera: "Conjuntamente, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista".

Asimismo, en sus disposiciones transitorias (Tercero Transitorio) establece que por única ocasión la SENER emitirá las "Primeras Reglas del Mercado".

Como parte de la Reforma Energética en materia de Electricidad y en la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE participó en el diseño y elaboración de estas Primeras Reglas del Mercado, siempre atendiendo a la coordinación a cargo de la SENER.

Dentro de la política energética en materia de electricidad y previendo la complejidad del Mercado Eléctrico Mayorista, en las Bases del Mercado Eléctrico se previó que después de la emisión de las "Primeras Reglas del Mercado" los particulares participaran en el desarrollo de las Reglas del Mercado a través de una nueva figura denominada "Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado" (Base 1.5.6 de las Bases del Mercado).

En diciembre de 2017, SENER dio por concluida la emisión de las "Primeras Reglas del Mercado" comunicando dicha determinación a la CRE y al CENACE a través del Oficio No. 300.214/17, de fecha 19 de diciembre de 2017, en el que enlistó las Reglas del Mercado emitidas hasta esa fecha y las que se encontraban en proceso de publicación.

También se hizo referencia a lo dispuesto en el artículo 95 de la LIE, que entre otras cosas señala que después de la emisión de las "Primeras Reglas del Mercado", el CENACE emitirá las Disposiciones Operativas del Mercado las cuales de conformidad con el numeral 1.5 de las Bases del Mercado Eléctrico son:

- a) los Manuales de Prácticas del Mercado;
- b) las Guías Operativas y
- c) los Criterios y Procedimientos de Operación.

Posteriormente, con la emisión del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado (MDRM), publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de enero de 2018, la tarea de emisión de las Disposiciones antes referidas quedaron delineadas para el CENACE que de inmediato inició la ejecución de lo ya diseñado y programado para implementar la emisión de las Reglas del Mercado.

VI.9 Gestión de Interconexión y Conexión

Entre las actividades realizadas que han permitido el cumplimiento de las etapas y los tiempos previstos para la implementación de la Interconexión y Conexión, destaca la siguiente:

- Formalización de las condiciones de acceso al Sistema Eléctrico Nacional, así como de los criterios para la interconexión de Centrales Eléctricas y para la conexión de Centros de Carga y los procedimientos para la transferencia de activos entre Participantes del Mercado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VI.10 Registro y Acreditación de Participantes del Mercado

Entre las actividades realizadas que han permitido el cumplimiento de las etapas y los tiempos previstos para la implementación del Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, destacan las siguientes:

- Se establecieron los procedimientos necesarios para que los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista pudieran registrarse como Participantes del Mercado y acreditarse para realizar en él transacciones.
- Suscripción del contrato correspondiente con el CENACE, para realizar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista indispensable que los participantes garanticen debidamente las obligaciones que asuman frente al CENACE.
- Implementación de los procedimientos para la restricción o suspensión de la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de quienes incumplan con sus obligaciones, así como para la terminación del Contrato de Participante del Mercado.

VI.11 Liquidación, facturación y pago

Entre las actividades realizadas que han permitido el cumplimiento de las etapas y los tiempos previstos para la implementación de los procesos de liquidación, facturación y pago, destacan las siguientes:

- Establecimiento de procedimientos para que los Participantes del Mercado garanticen el cumplimiento de las obligaciones que asumen frente al CENACE respecto a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como los instrumentos a utilizar como garantía y la mecánica que utiliza el CENACE para administrar el riesgo de incumplimiento de obligaciones a cargo de Participantes del Mercado.
- Establecimiento del modelo de facturación que complementa el modelo comercial.
- Implementación de un Sistema de Información del Mercado que permita a los Participantes del Mercado, a las autoridades involucradas y al público en general conocer y tener acceso a la información relevante respecto a la operación de dicho mercado.
- Establecimiento de los procedimientos del CENACE para emitir las liquidaciones respectivas a cada uno de los Participantes del Mercado, manteniendo siempre la contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista en una base de equilibrio.

VI.12 Sistemas de Medición

Entre las actividades realizadas que han permitido el cumplimiento de las etapas y los tiempos previstos para la implementación de los Sistemas de Medición, destaca la siguiente:

- Coordinación de cambios en los sistemas de medición fiscal (con calidad de facturación), incluyendo responsabilidades referentes a su instalación, verificación y mantenimiento, así como para la adquisición, procesamiento y envío de registros de medición para los procesos de liquidación, lo cual es parte fundamental para llevar a cabo las liquidaciones de todas las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VI.13 Operación Contable del MEM

La operación Contable del Mercado Eléctrico Mayorista se deriva de la cuantificación monetaria de las transacciones de compra y venta de energía, así como de los conceptos misceláneos que se desprenden de las mismas y que se incluyen en los Estados de Cuenta Diarios; para el registro respectivo de acuerdo a las Normas de Información Financiera, la emisión de facturación, la ejecución de los cobros y pagos, el cumplimiento de las obligaciones fiscales y la obtención de información relevante para la rendición de cuentas y toma de decisiones.

Esta Operación Contable se lleva a cabo mediante la ejecución de diversos procesos interrelacionados y orientados a un mismo fin, por lo que se agrupan en el macroproceso de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos del Mercado Eléctrico Mayorista de la siguiente forma:

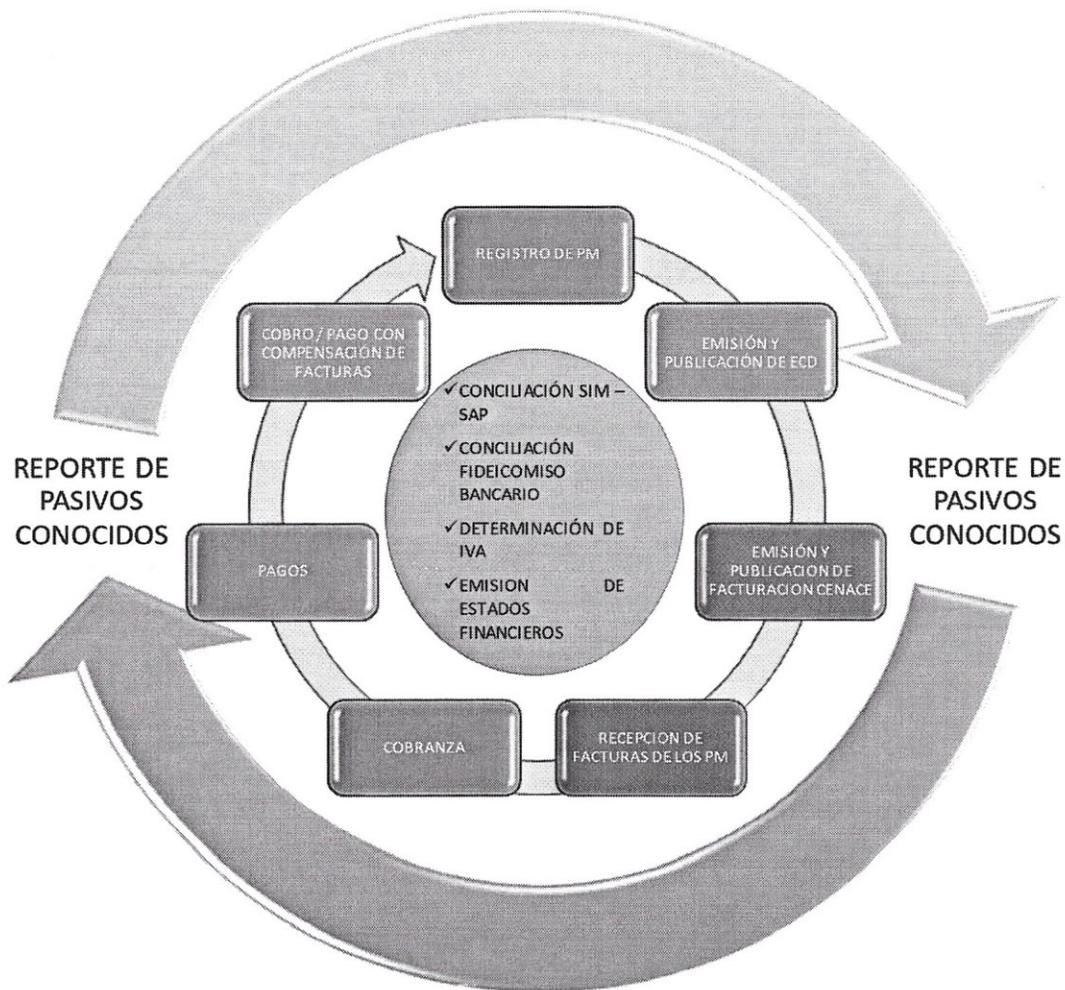


Imagen 6.1 Macroproceso de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos del Mercado Eléctrico Mayorista

De este modo, dado que la Operación Contable fue una actividad nueva para el CENACE, hubo que llevar a cabo trabajos de análisis de la normatividad energética para diseñar los procedimientos necesarios con apego a lo establecido en la legislación fiscal, Normas Mexicanas de Información

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Financiera y mejores prácticas financieras, con lo que se definieron entre otras cosas los catálogos de cuentas, guías contabilizadoras, instructivos de manejo de cuentas, estructuras organizativas, así como políticas contables y fiscales.

Una vez definidos los procedimientos, se llevaron a cabo trabajos de diseño e implementación para la creación de diversas interfaces que comunican el sistema SAP ECC6.0 con los de Información del Mercado e Integral de Gestión Garantías, Estados de Cuenta y Facturación.

El esquema de funcionamiento de dichas interfaces es el siguiente:

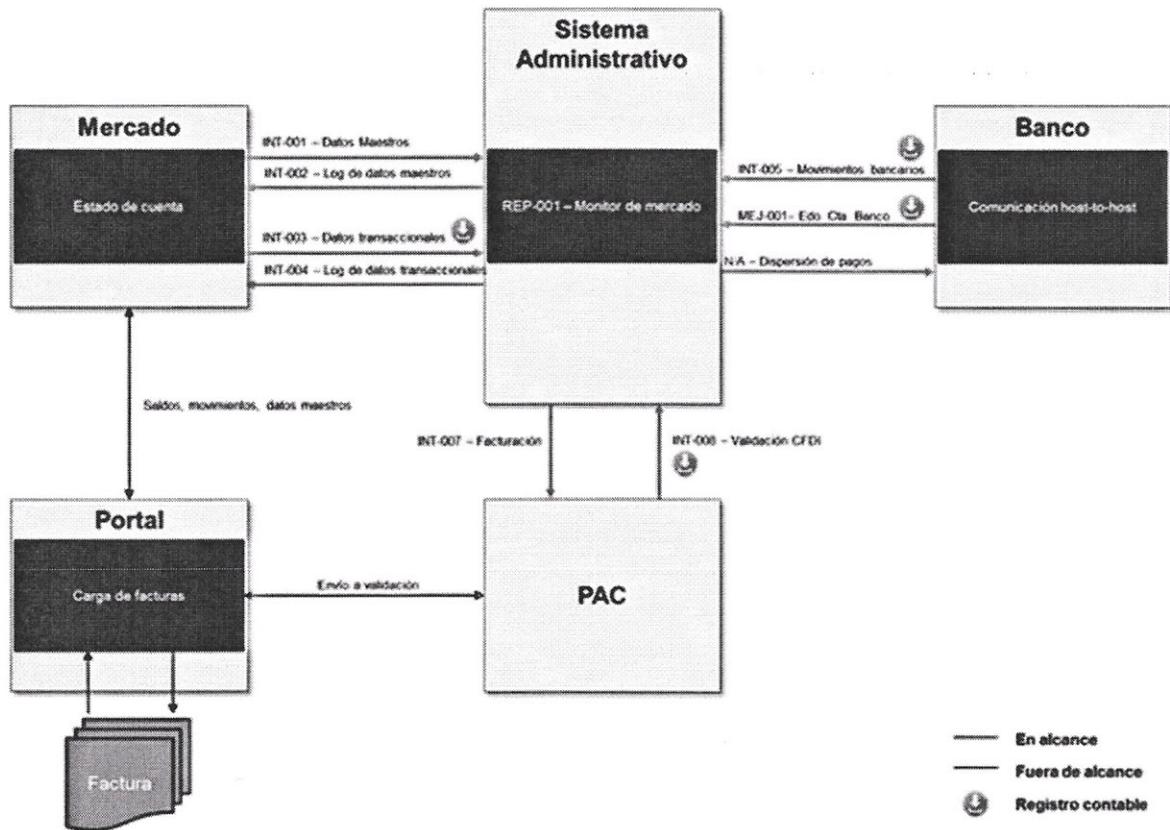


Imagen 6.2. Esquema de funcionamiento

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII. Acciones realizadas

VII.1 Subastas de Largo Plazo

Dentro de las acciones realizadas para cumplir con el objetivo de la Reforma Energética en Materia Eléctrica instruida por el Ejecutivo, se contemplan los siguientes puntos:

- La Subasta de Largo Plazo ha atraído a inversiones extranjera y nacional para invertir en la construcción y operación de Centrales Eléctricas, incorporando nueva capacidad al Sistema Interconectado Nacional
- Se incentiva el desarrollo de Centrales Eléctricas que generarán energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, disminuyendo las emisiones de Dióxido de carbono.
- Se ha implementado la Cámara de Compensación con el objeto de que otras Entidades Responsables de Carga diferentes al Suministrador de Servicios Básicos puedan participar en la Subasta de Largo Plazo y comprar Certificados de Energías Limpias, Energía Eléctrica Acumulable y Potencia a precio altamente competitivos a nivel internacional y además puedan cubrir sus requerimientos de cobertura ante la CRE.
- Se publican capacidades de exportación e interconexión fomentando el libre acceso y no debidamente discriminatorio a las Red Nacional de Transmisión a las Redes Generales de Distribución.

El 11 de noviembre de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual de Subastas de Largo Plazo a partir de esta publicación el CENACE ha operado y concluido tres Subastas de Largo Plazo para los años 2015, 2016 y 2017, actualmente se encuentra operando la Subasta de Largo Plazo 2018 que se tiene previsto concluir en el mes de noviembre de 2018

- a) Permitir a los Suministradores de Servicios Básicos celebrar Contratos en forma competitiva y en condiciones de prudencia para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y CELs que deban cubrir a través de contratos de largo plazo de acuerdo con los requisitos que para ello establezca la CRE;
- b) Permitir a las demás Entidades Responsables de Carga participar en ellas cuando así lo decidan y una vez que se establezca la Cámara de Compensación, a fin de celebrar Contratos para cantidades de Productos en proporción al portafolio de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y CELs que se llegue a obtener para los Suministradores de Servicios Básicos; y,
- c) Permitir a quienes celebren esos Contratos, en calidad de Vendedores, contar con una fuente estable de pagos que contribuya a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas Centrales Eléctricas o para repotenciar las existentes.

VII.1.1 Recursos Humanos asignados a la operación de las Subastas de Largo Plazo

Para poder operar las Subastas de Largo Plazo es necesario contar con una plantilla laboral bastante amplia, sin embargo, la Jefatura de Departamento que opera este mercado tiene una plantilla de un Jefe de Departamento y 5 Supervisores Operativos adscritos a dicha Jefatura, lo que implica que se debe hacer uso de recursos humanos de diferentes áreas del CENACE:

Unidad Administrativa	Personal Asignado
Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista	6
Dirección Jurídica	7

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Unidad Administrativa	Personal Asignado
Dirección de Operación y Planeación del Sistema	15
Dirección de Administración y Finanzas	6
Subdirección de Conciliaciones y Contratos	5
Total	39

Cuadro 7.1. Recursos Humanos asignados a la operación de las Subastas de Largo Plazo

VII.1.2 Subasta de Largo Plazo 2015

El 19 de noviembre de 2015 el CENACE en coordinación con la SENER publican la convocatoria de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2015, marcando el inicio de la operación de uno de los mercados que atraerían inversión para fuentes renovables y convencionales, asegurando fuente de pagos firmes para los vendedores con contratos de 15 y 20 años.

El 30 de noviembre de 2015 el CENACE publica las Bases de Licitación de la Primer Subasta de Largo Plazo SLP-1/2015, documento que contiene las especificaciones, tiempos y documentos que deberán cumplir y presentar todos los interesados en participar como comprador y vendedor.

Del 30 de noviembre al 18 de diciembre de 2015 se llevó a cabo la Junta de Aclaraciones, donde todos los interesados presentaron sus preguntas y repreguntas referentes a las Bases de Licitación de la Subasta de Largo Plazo, para esta subasta el CENACE recibió alrededor de 2000 preguntas.

El 28 de diciembre de 2015 se publicaron los Bases de Licitación Finales, posteriormente el 30 de diciembre de 2016 se inició el proceso de registro de solicitud como Comprador Potencial, donde la CFE Suministrador de Servicios Básicos fue el único comprador y el cual presentó una Oferta de Compra el día 20 de enero de 2016, cuyos productos que integraron dicha oferta fueron 450 MW de potencia en el Sistema Interconectado Nacional, 25 MW de potencia en el Sistema Baja California, 25 MW de potencia en el Sistema Baja California Sur, 6,361,250 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable y 6,361,250 Certificados de Energías Limpia, finalmente el 26 de Enero del 2016 el CENACE publicó la aceptación de la Oferta de Compra que el Suministrador de Servicios Básicos presentó, convirtiéndose en los productos a subastar.

Del 4 de enero al 11 de febrero de 2016 se recibieron las Solicitudes de precalificación para las Ofertas de Venta de 103 Licitantes, el CENACE recibió y evaluó 468 Ofertas de Venta de las cuales obtuvieron constancia de precalificación 366 Ofertas de Venta y los nombres de quienes obtuvieron constancias de precalificación se publicaron el 22 de marzo de 2016.

El 28 de marzo de 2016 se presentaron las ofertas económicas de las Ofertas de Venta que obtuvieron constancia de precalificación, en esta etapa los Licitantes presentaron el precio anual de las Ofertas de Venta que desean cobrar por un periodo de 15 o 20 años.

Finalmente, el 29 de marzo el CENACE ejecuto el modelo de enteros mixtos en presencia de diversas autoridades del sector eléctrico como el Secretario de Energía, el Director de CFE y como anfitrión el Ing. Eduardo Meraz Ateca, Director General del CENACE, así como invitados especiales de la industria eléctrica, posteriormente se publicó el 31 de marzo de 2016 el Acta de Fallo de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2015 donde se adjudicaron 18 Ofertas de Venta provenientes de 11 Licitantes.

Los resultados obtenidos en la Subasta de Largo Plazo 2015 fueron de un precio promedio de \$47.7 Dólares por cada paquete de MWhr y CEL, asignándose el 84.66% de la Energía Eléctrica Acumulable

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

y el 85.30% de los Certificados de Energía Limpia que el Suministrador de Servicios Básicos presentó en su Oferta de Compra de acuerdo con la siguiente imagen:

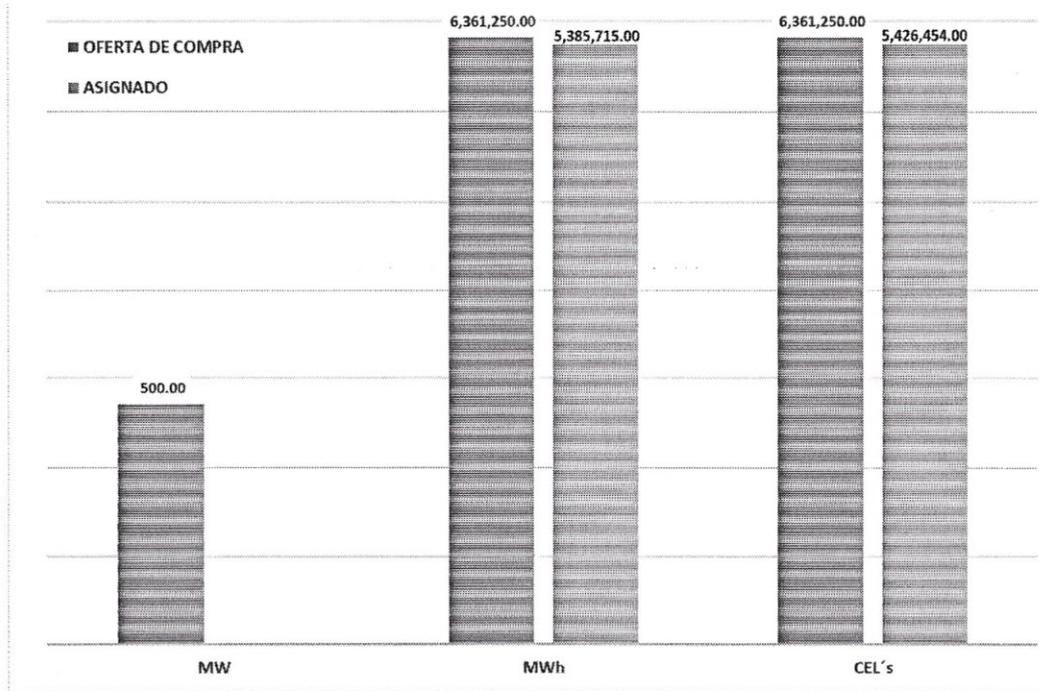


Imagen 7.1. Productos Asignados en la SLP-1/2015

VII.1.3 Subasta de Largo Plazo 2016

El 29 de marzo de 2016 el CENACE en coordinación con la SENER publican la convocatoria de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016, con lo cual se sigue adelante con la operación de uno de los mercados que atraerían inversión para fuentes renovables y convencionales, asegurando fuente de pagos firmes para los vendedores con contratos de 15 y 20 años.

El 13 de mayo de 2016 el CENACE publica las Bases de Licitación de la Primer Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016, documento que contiene las especificaciones, tiempos y documentos que deberán cumplir y presentar todos los interesados en participar como comprador y vendedor.

Del 23 de mayo al 6 de junio de 2016 se llevó a cabo la junta de aclaraciones, donde todos los interesados presentaron sus preguntas y repreguntas referentes a las Bases de Licitación de la Subasta de Largo Plazo, para esta subasta el CENACE recibió 854 preguntas.

El 20 de junio de 2016 se publicaron los Bases de Licitación Finales, posteriormente el 20 de junio de 2016 se inició el proceso de registro de solicitud como Comprador Potencial, donde la CFE Suministrador de Servicios Básicos fue el único comprador y el cual presentó una Oferta de Compra el día 27 de junio de 2016, cuyos productos que integraron dicha oferta fueron 1483 MW de Potencia en el Sistema Interconectado Nacional, no se presentó Oferta de Compra de Potencia en el Sistema Baja California, no se presentó Oferta de Compra de Potencia en el Sistema Baja California Sur, 10,629,911 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable y 10,929,911 Certificados de Energías Limpia, finalmente el 4 de julio del 2016 el CENACE publicó la aceptación de la Oferta de Compra que el Suministrador de Servicios Básicos presentó, convirtiéndose en los productos a subastar.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Del 1 de agosto al 5 de agosto de 2016 se recibieron las Solicitudes de precalificación para las Ofertas de Venta de 84 Licitantes, el CENACE recibió y evaluó 579 Ofertas de Venta de las cuales obtuvieron constancia de precalificación 516 Ofertas de Venta y los nombres de quienes obtuvieron constancias de precalificación se publicaron del 14 de septiembre al 22 de septiembre de 2016.

El 21 de septiembre de 2016 se presentaron las ofertas económicas de las Ofertas de Venta que obtuvieron constancia de precalificación, en esta etapa los Licitantes presentaron el precio anual de la Ofertas de Venta que desean cobrar por un periodo de 15 o 20 años.

Finalmente, el 22 de septiembre de 2016 el CENACE ejecutó el modelo de enteros mixtos en presencia de diversas autoridades del sector eléctrico como el Secretario de Energía, el Director de CFE y como anfitrión el Ing. Eduardo Meraz Ateca, Director General del CENACE, así como invitados especiales de la industria eléctrica, posteriormente se publicó el 28 de septiembre de 2016 el Acta de Fallo de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016 donde se adjudicaron 56 Ofertas de Venta provenientes de 23 Licitantes.

Los resultados obtenidos en la Subasta de Largo Plazo 2016 fueron de un precio promedio de \$33.47 Dólares por cada paquete de MWh y CEL, asignándose el 80.05% de Potencia, el 83.82% de la Energía Eléctrica Acumulable y el 87.26% de los Certificados de Energía Limpia que el Suministrador de Servicios Básicos presento en su Oferta de Compra de acuerdo con la siguiente imagen:

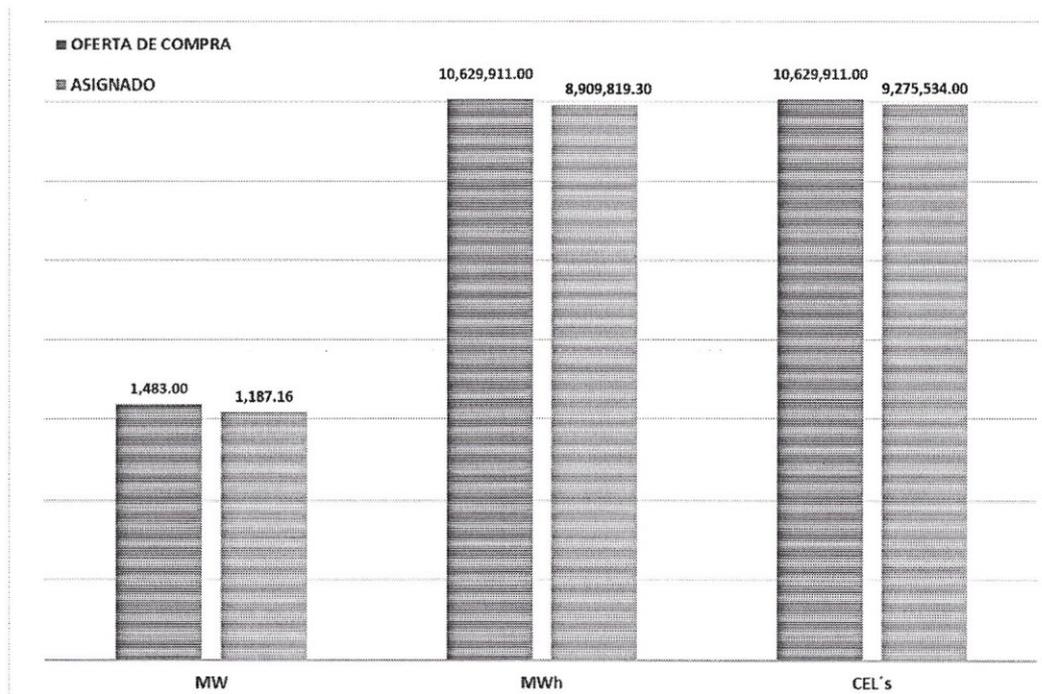


Imagen 7.2. Productos Asignados en la SLP-1/2016

VII.1.4 Subasta de Largo Plazo 2017

El 28 de abril de 2017 el CENACE en coordinación con la SENER publican la convocatoria de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017, marcando el inicio de la operación de uno de los mercados que atraerían inversión para fuentes renovables y convencionales, asegurando fuente de pagos firmes para los vendedores con contratos de 15 y 20 años.

[Handwritten blue mark]

[Handwritten blue signatures and initials]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El 8 de mayo de 2017 el CENACE publica las Bases de Licitación de la Primer Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017, documento que contiene las especificaciones, tiempos y documentos que deberán cumplir y presentar todos los interesados en participar como comprador y vendedor.

Del 2 al 19 de junio de 2017 se llevó a cabo la junta de aclaraciones, donde todos los interesados presentaron sus preguntas y repreguntas referentes a las Bases de Licitación de la Subasta de Largo Plazo, y con relación con el mecanismo de Cámara de Compensación. Cabe señalar que para esta subasta el CENACE recibió alrededor de 800 preguntas.

El 23 de junio se publicó la Guía Operativa de la Cámara de compensación en el DOF implementándose este mecanismo para la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017 permitiendo a diferentes Entidades Responsable de Carga No Suministradores de Servicios Básicos participar en la esta subasta como compradores.

El 27 de junio de 2017 se publicaron los Bases de Licitación Finales, posteriormente el 30 de junio de 2017 se inició el proceso de registro de solicitud como Comprador Potencial, en el cual se registraron CFE Suministrador de Servicios Básicos, Menket, S. de R.L. de C.V., Iberdrola Clientes, S.A. de C.V., y FSE Suministradora Fénix S.A.P.I. DE C.V., obteniendo todos su Constancia de Registro como Comprador Potencial. El día 25 de julio de 2017, CFE Suministrador de Servicio Básicos presento su oferta de compra, cuyos productos que integraron dicha oferta fueron 813 MW de potencia en el Sistema Interconectado Nacional, 375 MW de potencia en el Sistema Baja California, 100 MW de potencia en el Sistema Baja California Sur, 5,546,896.25 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable y 5,546,896 Certificados de Energías Limpia, posteriormente el 8 de agosto de 2017 Menket, S. de R.L. de C.V. presento su oferta de compra cuyos productos que integraron dicha oferta fueron 2.42 MW de potencia en el Sistema Interconectado Nacional, 1.12 MW de potencia en el Sistema Baja California, 0.30 MW de potencia en el Sistema Baja California Sur, 16,500 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable 16,500 Certificados de Energías Limpia, en la misma fecha Iberdrola Clientes, S.A. DE C.V. presento su oferta de compra cuyos productos que integraron dicha oferta fueron 77.11 MW de potencia en el Sistema Interconectado Nacional, 35.57 MW de potencia en el Sistema Baja California, 9.49 MW de potencia en el Sistema Baja California Sur, 526,136 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable 526,136 Certificados de Energías Limpia, FSE Suministradora Fénix S.A.P.I. de C.V. no presento oferta de compra.

Finalmente, el 14 de agosto del 2017 el CENACE publicó la aceptación de la Oferta de Compra del Suministrador de Servicios Básicos y Entidades Responsables de Carga, convirtiéndose en los productos a subastar 892.53 MW de potencia en el Sistema Interconectado Nacional, 411.69 MW de potencia en el Sistema Baja California, 109.79 MW de potencia en el Sistema Baja California Sur, 6,089,532.25 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable 6,089,532 Certificados de Energías Limpia.

Del 12 al 20 de septiembre de 2017 se recibieron las Solicitudes de precalificación para las Ofertas de Venta de 64 Licitantes, el CENACE recibió y evaluó 571 Ofertas de Venta de las cuales obtuvieron constancia de precalificación 415 Ofertas de Venta y los nombres de quienes obtuvieron constancias de precalificación se publicaron el 7 de noviembre de 2017.

El 8 de noviembre de 2017 se presentaron las ofertas económicas de las Ofertas de Venta que obtuvieron constancia de precalificación, en esta etapa los Licitantes presentaron el precio anual de la Ofertas de Venta que desean cobrar por un periodo de 15 o 20 años.

Finalmente, el 15 de noviembre de 2017 el CENACE ejecuto el modelo de enteros mixtos en presencia de diversas autoridades del sector eléctrico como el Secretario de Energía, Director de CFE y como anfitrión el Ing. Eduardo Meraz Ateca, Director General del CENACE, así como invitados especiales de la industria eléctrica, posteriormente se publicó el 22 de noviembre de 2017 el Acta de Fallo de la

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017 donde se adjudicaron 16 Ofertas de Venta provenientes de 10 Licitantes.

Los resultados obtenidos en la Subasta de Largo Plazo 2017 fueron de un precio promedio de \$20.57 Dólares por cada paquete de MWhr y CEL, asignándose el 66.40% de la Potencia en el Sistema Interconectado Nacional, 0% de la Potencia en el Sistema Baja California, 0% de Potencia en el Sistema Baja Sur, 90.20% de la Energía Eléctrica Acumulable y el 97.75% de los Certificados de Energía Limpia de la Oferta de Compra Aceptada de acuerdo con la siguiente imagen:

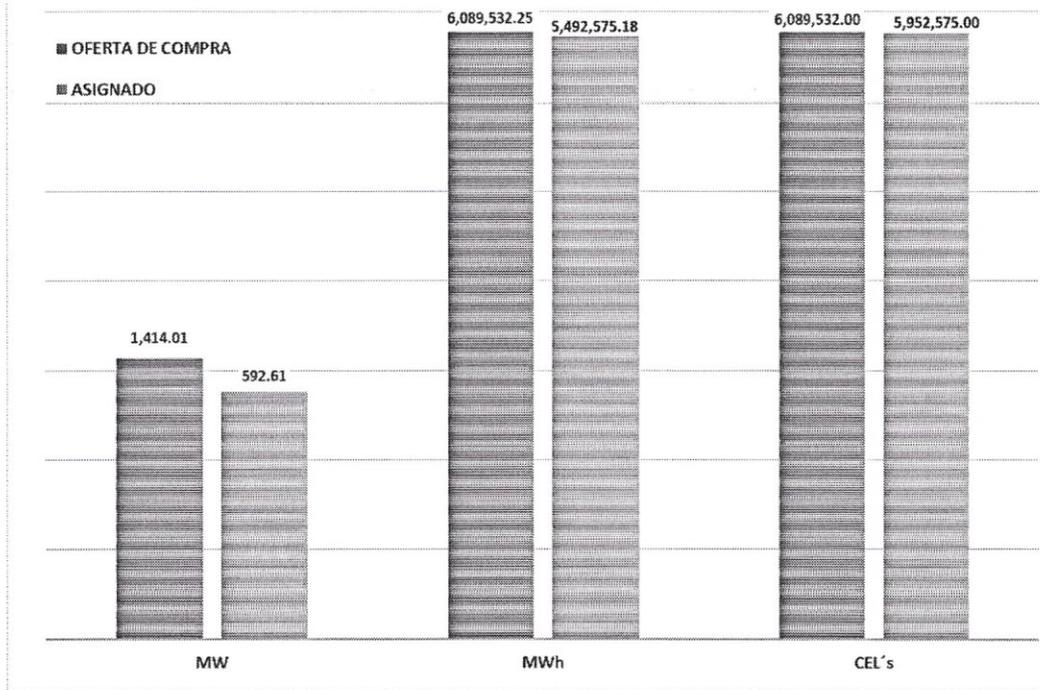


Imagen 7.3. Productos Asignados en la SLP-1/2017

VII.1.5 Subasta de Largo Plazo 2018

Actualmente el CENACE se encuentra operando la Subasta de Largo Plazo 2018 en donde a diferencia de las tres anteriormente ejecutadas y concluidas exitosamente, se tiene la intervención de la CRE por primera vez, sustituyendo de manera definitiva a las funciones que realizaba la SENER para la aprobación de las Bases de Licitación.

El 15 de marzo de 2018 el CENACE en coordinación con la CRE publican la convocatoria de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018, marcando el inicio de la operación de uno de los mercados que atraerían inversión para fuentes renovables y convencionales, asegurando fuente de pagos firmes para los vendedores con contratos de 15 y 20 años, el 28 de marzo de 2018 se publicaron las bases de licitación preliminares.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.1.6 Mercado de CEL

El CENACE junto con la CRE, se encuentra en el diseño del Mercado de CEL, actualmente se han llevado reuniones para definir el manual que regulara dicho mercado para que en el primer cuatrimestre del 2019 se ejecute por primera vez.

VII.2 Cámara de Compensación

VII.2.1 Contratación y puesta en marcha del "Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Subastas de Largo Plazo"

La contratación del Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo se realizó en marzo de 2017 bajo una Licitación Pública Internacional bajo la Cobertura de los Tratados Electrónica No. LA-018TOM999-E16-2017 (**Anexo VII.2.01**).

VII.2.1.1 Requisitos establecidos para el prestador de servicios.

Para la prestación del servicio, se requirió que la empresa prestadora del mismo y el personal contara con las siguientes características y perfiles especializados:

La empresa ganadora debía cumplir con lo siguiente:

- Experiencia como consultoría económica o financiera.
- Experiencia como consultoría en mercados eléctricos o diseño de Cámaras de Compensación (o mecanismos con similitud).

Adicionalmente la empresa debía designar un equipo mínimo de 2 expertos y un apoyo técnico, divididos de la siguiente manera:

- Un experto económico o financiero en materia de Cámaras de Compensación o mecanismos con alta similitud al contenido del servicio en cuestión. Este experto debía contar con:
 - Experiencia como asesor en Cámaras de Compensación (o mecanismos con similitud al contenido del proyecto) la cual avaló tanto con años de desempeño profesional como con número de jurisdicciones y
 - Experiencia en redacción de reglas y guías para Cámaras de Compensación, misma que acreditó con número de jurisdicciones.
- Un experto económico en materia de mercados eléctricos, el cual debía contar con:
 - Experiencia como asesor en materia mercados eléctricos, lo cual se evaluó con años de desempeño profesional y número de jurisdicciones.
- Un apoyo técnico, el cual debía contar con:
 - Experiencia en el diseño, implementación y operación de Cámaras de Compensación (o mecanismos con alta similitud al contenido del proyecto), acreditado mediante número de contratos y
 - Experiencia en el diseño, implementación, operación de modelos financieros de negocios o lo equivalente (o mecanismos con alta similitud al contenido del proyecto), y de igual forma, se acreditó mediante número de contratos.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.2.1.2 Empresa prestadora del servicio

El prestador del servicio de consultoría económica fue la empresa Deloitte Consulting Group S.C, en participación conjunta con The Alliance Risk Group LL.C y Flory Energy Corporation. Este consorcio fue el único que cumplió los requisitos de contratación, dada la alta especialización requerida por parte del CENACE para la prestación del Servicio de Consultoría Económica.

El grupo de empresas y el personal que participó en la prestación del servicio cumplió con todos y cada uno de los requisitos establecidos y a los cuales se hizo referencia anteriormente. Para ello, presentaron un grupo de trabajo de 13 personas, mismas que participaron en el servicio, compartiendo su experiencia y trayectoria en el diseño e implementación de Cámaras de Compensación.

VII.2.1.3 Objetivo del Servicio de Consultoría Económica

El objetivo general de este servicio fue acompañar al CENACE en la elaboración de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo y apoyar en los trabajos que se lleven a cabo para su implementación.

Mientras que los objetivos específicos fueron:

- Desarrollar un modelo financiero de negocio que permita evaluar la viabilidad financiera de la Cámara de Compensación e identificar las directrices generales para la elaboración de la Guía Operativa.
- Definir la estructura, temas y contenido que debe incorporarse a la Guía Operativa, que permita la participación de Entidades Responsables de Carga, distintas a los Suministradores de Servicios Básicos, en las Subastas de Largo Plazo.
- Redactar el contenido de la Guía Operativa, el cual deberá contener todo el detalle y formulación matemática que permita su implementación.
- Asegurar que la implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación se desarrolle de forma correcta para la primera Subasta de Largo plazo de 2017.

VII.2.1.4 Entregables y resultados del contrato del "Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo"

El Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo contó con cinco subpartidas las cuales a su vez tenían diversos entregables. Cada Subpartida junto con sus entregables representó un hito a cumplir para lograr la elaboración e implementación de la mencionada Guía Operativa.

A continuación, se presentan las Subpartidas/Entregables que formaron parte de la prestación del Servicio, así como los resultados obtenidos con la consecución de cada una de ellas.

Subpartida/Entregable	Resultado
1. Apoyo en reuniones de trabajo	Esta subpartida facilitó al CENACE contar con el apoyo presencial en las diferentes áreas en las que se desarrolló el servicio y permitió la elaboración e

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
1.1 Reuniones de trabajo que se realizaron durante la prestación del servicio	<p>Las reuniones de trabajo se dividieron en tres tipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) De arranque del servicio. Con estas reuniones se logró realizar un diagnóstico y se definió los trabajos a realizar. b) De apoyo presencial para la elaboración de la Guía Operativa. En estas reuniones se presentaron avances en la elaboración de la Guía Operativa, así como se ajustaron y atendieron requerimientos, dudas y modificaciones que requiriera la Guía Operativa. c) De asistencia en reuniones para la implementación de la Guía Operativa. Estas reuniones permitieron contar con la presencia de los consultores en reuniones operativas que se realizaron para la implementación de la Guía Operativa, por ejemplo, con integrantes de la industria eléctrica (Bancos, Generadores, Compradores)
2. Análisis de bibliografía y casos prácticos de las Cámaras de Compensación en otros mercados eléctricos	Con esta subpartida el CENACE logró contar con referencias internacionales que fueron parte nodal para la elaboración de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo
2.1 Bibliografía	Se obtuvo un análisis bibliográfico de textos relacionados con las Cámaras de Compensación en mercados eléctricos, así como casos prácticos para tener una visión general de los esquemas existentes de las Cámaras de Compensación y conocer los alcances y limitantes de cada uno de ellos.
2.2 Cuadro comparativo de las Cámaras de Compensación de los mercados eléctricos	<p>La empresa prestadora del servicio realizó un cuadro en el que se compara las características de las Cámaras de Compensación de los mercados eléctricos de los que se hizo referencia en la bibliografía, resaltando aquellos elementos comunes con los requerimientos del mercado eléctrico mexicano.</p> <p>Lo anterior fue la base para comenzar a delimitar las directrices generales del diseño de la Cámara de Compensación.</p>
3. Modelo financiero de negocio	En esta subpartida se logró realizar el diseño y la construcción de un modelo financiero de negocio que incorporó los costos y beneficios derivados de la operación de la Cámara de Compensación, que permitió evaluar la viabilidad financiera de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo e identificar las directrices generales para la elaboración de la Guía Operativa

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
3.1 Modelo financiero de negocio	<p>Se cuenta con un modelo financiero, las memorias de cálculo de éste y las bases de datos que se utilizaron.</p> <p>Es de resaltar que dicho modelo financiero sirvió como insumo para la elaboración de la Guía Operativa.</p> <p>El licitante ganador entregó las memorias de cálculo, así como las bases de datos en formatos para ser explotados sin requerir la adquisición de licencias de software especializado.</p>
3.2 Diseño del esquema financiero de negocio que incorpora la Cámara de Compensación	<p>Además del modelo financiero, se presentaron diversos escenarios de negocios, los cuales consideraron la incorporación y actuación de la Cámara de Compensación, tomando en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un esquema de garantías para el cumplimiento de pagos. • la incorporación de un componente de reserva que deba crearse de aportaciones de compradores y vendedores por si se presentarán incumplimientos de pago o vencimientos anticipados de Contratos de Cobertura Eléctrica de alguna de las partes. • un esquema de penalizaciones por incumplimiento de los Contratos de Cobertura Eléctrica. • la distribución pérdidas que se hará entre los miembros de la Cámara de Compensación por los incumplimientos de pago, así como por la falta de entrega de productos. • la incorporación de un diseño de evaluación crediticia mediante el cual se determina el riesgo de un comprador y se determina su Exposición Permitida sin Garantía Líquida.
3.3 Evaluación financiera	<p>Se realizó una evaluación de los esquemas financieros presentados, lo cual permitió tener una visión más a detalle del modelo financiero de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo, que integra componentes de corto y largo plazo.</p>
3.4 Directrices generales para la elaboración de la Cámara de Compensación	<p>A partir de la definición del esquema financiero, se obtuvieron las directrices generales que se utilizaron en la redacción de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo.</p>
4. Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo	<p>Esta Subpartida tuvo como resultado la elaboración de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo, misma que es congruente con los objetivos y mandatos de la Reforma Energética y las mejores prácticas internacionales</p>
4.1 Versión 1 (borrador para revisión)	<p>La Versión 1 de la Guía Operativa fue la que se presentó en el Sistema de Manifestación de Impacto Regulatorio (SIMIR)</p>

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	<p>de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER). Cabe mencionar que con ella se emitió el Dictamen Total No Final por parte de la COFEMER, el cual no tuvo ninguna observación por parte de esa dependencia.</p> <p>Asimismo, esta versión permitió contar con las observaciones de los integrantes de la industria eléctrica a través del SIMIR así como aquellas observaciones realizadas por la CONCAMIN, Generadores e instituciones financieras con los cuales el CENACE tuvo diversas reuniones de trabajo. Dichos comentarios se consideraron para realizar las adecuaciones pertinentes a este primer borrador. Cabe señalar que todas las observaciones anteriores fueron solventadas en su totalidad.</p>
<p>4.2 Versión 2 (borrador para revisión)</p>	<p>La versión 2 de la Guía Operativa contempló todas las inquietudes, observaciones y propuestas realizadas por la industria eléctrica sobre la Versión 1 de la Guía Operativa.</p> <p>Esta versión de la Guía Operativa fue la que se presentó a la COFEMER y sobre la cual la misma Comisión emitió su Dictamen Total Final.</p> <p>Cabe señalar que la Guía Operativa es la primera Regla del Mercado Eléctrico Mayorista que obtiene el Dictamen Total Final de COFEMER sin observaciones.</p>
<p>4.3 Versión Final (para publicación en el Diario Oficial de la Federación)</p>	<p>La versión final correspondió a la Versión 2, toda vez que la COFEMER emitió su Dictamen Total Final el 24 de mayo de 2017 sobre dicha versión.</p> <p>Así, la "Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo" fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de junio de 2017.</p>
<p>5. Revisión y validación económica de los modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica, del diseño de las Bases de Licitación y de los procedimientos y los criterios relacionados con la Cámara de Compensación para la determinación de la pre-calificación de las ofertas para las Subastas de Largo Plazo que contemplen las directrices de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación</p>	<p>Esta Subpartida permitió la revisión y validación de los modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica que se utilizarían en las Subastas de Largo Plazo, así como del diseño de las Bases de Licitación y de los procedimientos y los criterios relacionados con la incorporación de la Cámara de Compensación para la determinación de la pre-calificación de las ofertas para las subastas referidas.</p>
<p>5.1 Revisión y validación de los modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica gestionados por la Cámara de Compensación de la SLP-1/2017</p>	<p>Este entregable permitió contar con la revisión y validación de los modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica para Compradores y Vendedores desde el punto de vista económico y financiero.</p> <p>Con ello se logró que los modelos de contratos cumplieran con todo lo establecido en la Guía Operativa.</p>

[Handwritten signatures and marks in blue ink on the right margin of the page]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
5.2 Revisión y validación del diseño de las Bases de Licitación de la SLP-1/2017	Este entregable permitió contar con la revisión y validación de las Base de Licitación desde el punto de vista económico y financiero. Con ello se logró que las Bases de Licitación cumplieran con todo lo establecido en la Guía Operativa.
5.3 Revisión y validación de los procedimientos y los criterios relacionados con la Cámara de Compensación para la determinación de la pre-calificación de las ofertas de la SLP-1/2017	La revisión y validación se llevó acabo principalmente por medio de la metodología descrita en el Capítulo 3 de la Guía Operativa donde se explica el método de evaluación crediticia de los posibles compradores. De esta forma se cuenta con una metodología probada para realizar una evaluación crediticia a los compradores y con ello obtener su Exposición Permitida sin Garantía Líquida.

Cuadro 7.2. Partidas y subpartidas Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo

VII.2.1.5 Resultados del Servicio de Consultoría Económica

El principal resultado y logro del servicio fue la publicación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo en Diario Oficial de la Federación el 23 de junio de 2017; lo que permitió la participación de Entidades Responsables de Carga distintas al Suministrador de Servicios Básicos en la subasta SLP-1/2017.

Asimismo, el CENACE publicó en su Portal el "AVISO por el que el Centro Nacional de Control de Energía da a conocer el procedimiento para solicitar el Reporte de Calidad Crediticia para los Compradores de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017", lo que permitió a los Compradores Potenciales la posibilidad de solicitar un Reporte de Calidad Crediticia para utilizarlo en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.

Aunado a lo anterior, la Cámara de Compensación realizó una Evaluación Crediticia y emitió un Reporte de Calidad Crediticia para un Comprador Potencial de la primera Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017.

La Guía Operativa proporciona las directrices generales para que la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo ya se encuentre operando por el momento, hasta ahora, a través del CENACE.

A continuación, se presentan los resultados particulares del Servicio de Consultoría Económica:

- a) Se elaboró un modelo financiero y se impartió al personal del CENACE de distintas áreas un taller para apoyar el desarrollo y la gestión de riesgos de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo.
- b) Se realizó un análisis comparativo de las Cámaras de Compensación de los mercados de electricidad más relevantes del mundo, RTOs e ISOs del mercado estadounidense.
- c) Se realizaron más de 50 reuniones de trabajo entre el CENACE e integrantes de la industria eléctrica donde se compartieron las directrices generales para la creación de la Cámara de Compensación y se recibieron comentarios.
- d) Se desarrolló una metodología de mitigación de riesgos conforme a las mejores prácticas internacionales, misma que distingue entre participantes de la Subasta con base en

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

características particulares, para con ello, calcular exposiciones al riesgo y se establecieron políticas claras y precisas para solicitar y administrar garantías, además de constituir y administrar un Fondo de Reserva.

- e) Se detalló en la Guía Operativa la política para solicitar y administrar garantías, además de constituir un Fondo de Reserva. Asimismo, se establecieron mecanismos para mitigar el riesgo de crédito y de mercado, junto con un esquema de penalizaciones por incumplimientos de los participantes.

Un resultado adicional, que no se encontraba establecido en el contrato para la prestación del servicio y que no significó una erogación adicional para el CENACE, fue la realización de un taller de capacitación para manejar el modelo financiero que se diseñó, implementó y automatizó para su fácil uso en un archivo xls. Adicionalmente, el taller tenía como finalidad capacitar al personal del CENACE para realizar la Evaluación Crediticia mediante la cual se calcula la Exposición Permitida sin Garantía Líquida de los Compradores Potenciales, distintos del Suministrador de Servicios Básicos.

VII.2.1.6 Presupuesto y duración del Servicio de Consultoría Económica

Al "Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subasta de Largo Plazo" se le asignó un presupuesto de \$21,314,532.20 (Veintiún millones trescientos catorce mil quinientos treinta y dos pesos 20/100 M.N.), más el Impuesto al Valor al Agregado, con cargo a la partida específica de gasto 33104 "Otras asesorías para la operación de programas", a cargo de la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista, del CENACE.

El servicio referido tuvo una duración de 6 meses, dando inicio el 3 de marzo de 2017 y concluyendo el 3 de septiembre de 2017.

Nombre del servicio	Servicio de Consultoría Económica para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo
Tipo de contratación	Licitación Pública Internacional bajo la Cobertura de los Tratados Electrónica No. LA-018TOM999-E16-2017
Nombre de la empresa prestadora del servicio	Deloitte Consulting Group, S.C, en participación conjunta con The Alliance Risk Group LLC y Flory Energy Corporation
Duración de la prestación del servicio	6 meses máximo (Del 3 de marzo al 3 de septiembre de 2017)
Cumplimiento en la entrega de cada uno de los entregables establecidos en el contrato	Se cumplió a entera satisfacción del área requirente y del administrador del contrato
Presupuesto autorizado para la ejecución del Servicio de Consultoría Económica de la Partida específica de gasto 33104 "Otras asesorías para la operación de programas"	\$21,314,532 (Veintiún millones trescientos catorce mil quinientos treinta y dos pesos 20/100 M.N.) pesos, más el Impuesto al Valor Agregado (IVA)
Presupuesto ejercido para la ejecución del Servicio de Consultoría Económica de la	\$17,215,926.74 (Diecisiete millones Doscientos quince mil novecientos veintiséis pesos 74/100 M.N.) pesos, más el Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Partida específica de gasto 33104 "Otras asesorías para la operación de programas"

Cuadro 7.3. Presupuesto del Servicio de Consultoría Económica

VII.2.2 Contratación y puesta en marcha del "Servicio de Consultoría Legal para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Subastas de Largo Plazo"

La contratación del "Servicio de Consultoría Legal para la elaboración e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo" se realizó con recursos y bajo las normas de contratación de un tercero. (**Anexo VII.2.02**)

Es decir, se contó con el apoyo del Programa para el Desarrollo Bajo en Emisiones de México (MLED, por sus siglas en inglés), quien llevó a cabo un proceso competitivo, conforme a las normas del US AID, a través de la agencia TetraTech. Dicha agencia solicitó experiencias y perfiles especializados, mismos que fueron definidos por el CENACE, toda vez que la capacidad técnica y el entendimiento integral del servicio estaban a cargo de este Organismo Público Descentralizado.

La función del CENACE en la prestación del servicio fue evaluar, coordinar, supervisar y dar el visto bueno a los trabajos desarrollados por los consultores legales que resultaron adjudicados con el contrato para prestar el Servicio. Ello a fin de lograr la validación legal e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.

VII.2.2.1 Requisitos establecidos para el prestador de servicios.

Para la prestación del servicio, se requirió que la empresa prestadora del mismo y el personal contara con las siguientes características y perfiles especializados. La empresa ganadora debía cumplir con lo siguiente:

- Experiencia como consultoría legal en México
- Experiencia como consultoría legal en materia de reformas eléctricas, reestructuras eléctricas o mercados eléctricos

Adicionalmente, la empresa debía designar un equipo mínimo de 2 expertos y un abogado calificado, divididos de la siguiente manera:

- Un experto legal en materia de mercado eléctricos, este experto debía contar con:
 - Experiencia como asesor legal en materia de reformas eléctricas, reestructuras eléctricas o mercados eléctricos y
 - Experiencia como asesor legal internacional, la cual se avaló considerando los años de desempeño profesional y número de jurisdicciones.
- Un experto legal en materia de contratos y regulación energética de México, este experto debía contar con:
 - Experiencia como asesor legal en México,
 - Experiencia como asesor legal en materia de contratos,
 - Experiencia en el diseño de contratos,

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Experiencia como asesor en materia de reformas eléctricas, reestructuras eléctricas o mercados eléctricos, y
- Experiencia como asesor en materia fiscal en México, la cual se avaló considerando los años de desempeño profesional, número de jurisdicciones, y número de contratos.
- Un abogado calificado en materia del sector eléctrico mexicano, el cual debía contar con:
 - Experiencia como asesor legal en México y
 - Experiencia como asesor legal en mercados eléctricos, en ambos casos dichos requisitos se avalaron mediante años de desempeño profesional.

VII.2.2.2 Empresa prestadora del servicio

El prestador del servicio de consultoría legal seleccionado fue la empresa Woodhouse Lorente Ludlow, S.C. (WLL).

Es importante mencionar que, de las empresas evaluadas, WLL fue la única que cumplió a cabalidad con los requisitos técnicos de contratación. Lo anterior se atribuye a la alta especialización y lo novedoso del tema, así como la poca madurez del Mercado Eléctrico Mayorista y de sus participantes.

VII.2.2.3 Objetivo del Servicio de Consultoría Legal

El objetivo general del Servicio de Consultoría Legal fue brindar asesoría legal al CENACE para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo.

Los objetivos específicos de dicho servicio fueron:

- Acompañar y dar asesoría al CENACE en los trabajos relativos a la elaboración de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subasta de Largo Plazo.
- Acompañar y dar asesoría al CENACE en la revisión y validación legal de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subasta de Largo Plazo.
- Asesorar al CENACE en la elaboración de las Bases de Licitación de la primera Subasta de Largo Plazo, correspondiente a 2017, observando las directrices generales de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
- Asesor al CENACE en la elaboración de los Modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica para la primera Subasta de Largo Plazo, correspondiente a 2017, observando las directrices generales de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
- Asesorar al CENACE en los demás asuntos de carácter legal relativos a la implementación exitosa de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación, incluyendo aquellos relacionados a la implementación de la Cámara de Compensación en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.2.2.4 Entregables y resultados del contrato del "Servicio de Consultoría Legal para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo"

El Servicio de Consultoría Legal para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo contó con cuatro subpartidas las cuales a su vez tenían diversos entregables. Cada Subpartida junto con sus entregables, representó un hito a cumplir para lograr la validación e implementación de la mencionada Guía Operativa

A continuación, se presentan las Subpartidas/Entregables que formaron parte de la prestación del Servicio, así como los resultados obtenidos con la consecución de cada una de ellas.

Subpartida/Entregable	Resultado
1. Apoyo en reuniones de trabajo	Esta subpartida permitió al CENACE contar el apoyo presencial en las diferentes áreas en las que se desarrolló el servicio y permitió la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
1.1 Reuniones de trabajo que se realizaron durante la prestación del servicio	Las reuniones de trabajo se dividieron en tres tipos: <ul style="list-style-type: none"> a) De arranque del servicio. Con estas reuniones se logró realizar un diagnóstico y se definió los trabajos a realizar. b) De apoyo presencial para la elaboración de la Guía Operativa. En estas reuniones se presentaron avances en la elaboración de la Guía Operativa, así como se ajustaron y atendieron requerimientos, dudas y modificaciones que requiriera la Guía Operativa. c) De asistencia en reuniones para la implementación de la Guía Operativa. Estas reuniones permitieron contar con la presencia de los consultores en reuniones operativas que se realizaron para la implementación de la Guía Operativa, por ejemplo, con integrantes de la industria eléctrica (Bancos, Generadores, Compradores)
2. Asesorar al CENACE en la revisión y validación legal de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo	Con esta subpartida el CENACE logró contar con la revisión y validación legal de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo. Es decir, el consultor se aseguró que la Guía Operativa cumpliera a cabalidad con los ordenamientos jurídicos nacionales vigentes, que se incorporaran los comentarios que resultaron del proceso de consulta pública realizado a través de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) y la incorporación de temas adicionales propuestos por el CENACE, tales como el esquema de liquidaciones y pagos y ciclos de facturación. Sin embargo, lo más importante fue que la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo fue publicada en el Diario Oficial de la

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	Federación el 23 de junio de 2017
2.1 Observaciones y sugerencias a la versión 1 (borrador) de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación	La empresa de consultoría legal entregó una primera propuesta de observaciones y sugerencias a incluir en la versión final de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subasta de Largo Plazo, con la cual se atendieron los comentarios de los integrantes de la industria eléctrica.
2.2 Observaciones y sugerencias a la versión 2 (borrador) de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación	La empresa de consultoría legal entregó una segunda propuesta de aspectos a mejorar a incluir en la versión final de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo, con los cuales se atendió de manera puntual cada uno de los comentarios de los integrantes de la industria eléctrica.
2.3 Versión final de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo revisada y validada legalmente	La empresa consultoría legal entregó un escrito al CENACE mediante el cual indicó que revisó y validó legalmente la Guía Operativa de la Cámara de Compensación; es decir, que dicho documento cumple a cabalidad con los ordenamientos jurídicos nacionales vigentes, y da puntual atención a cada una de las dudas y mejoras planteadas por los integrantes de la industria eléctrica. La Guía Operativa de la Cámara de Compensación fue aprobada por la COFEMER y posteriormente publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de junio de 2017.
3. Asesorar al CENACE en la elaboración de las Bases de Licitación para la primera Subasta de Largo Plazo de 2017, observando los principios y las directrices generales de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación	Esta Subpartida permitió la elaboración y validación final de las Bases de Licitación que se utilizaron en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 Las Bases de Licitación finales fueron publicadas en el Sistema de Información de Mercado incorporando las directrices de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación
3.1 Observaciones y sugerencias al borrador de las Bases de Licitación para la primera Subasta de Largo Plazo del año 2017	La versión preliminar de las Bases de Licitación, publicadas a principios de mayo de 2017, incorporaron las directrices de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación, con lo que se permitió la participación de Entidades Responsables de Carga distintas al Suministrador de Servicios Básicos en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.
3.2 Aspecto a mejorar o incluir en la versión final de las Bases de Licitación de la primera Subasta de Largo Plazo del año 2017	Este entregable permitió contar con las observaciones y aspectos a mejorar en la versión final de las Base de Licitación desde el punto de vista legal, las cuales fueron publicadas a finales de junio de 2017. Con ello se logró que las Bases de Licitación finales cumplieran con todo lo establecido en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.
4. Asesorar al CENACE en la elaboración del Modelo de Contrato de Cobertura Eléctrica para la primera Subasta de Largo	Esta Subpartida permitió la elaboración y validación final de los Modelos de Contratos para Compradores y Vendedores de la primera Subasta de Largo Plazo

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
Plazo del año 2017 conforme a las directrices y los principios de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación	de 2017 Los Modelos de Contratos finales fueron publicados en el Sistema de Información de Mercado incorporando las directrices de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación
4.1 Observaciones y sugerencias al borrador del Modelo de Contrato de Cobertura Eléctrica	La versión preliminar de los Modelos de Contratos, publicados en mayo de 2017, incorporaron las directrices de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación, con lo que se permitió la participación de Entidades Responsables de Carga distintas al Suministrador de Servicios Básicos, en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.
4.2 Aspectos a mejorar o incluir en la versión final del Modelo de Contrato de Cobertura Eléctrica	Este entregable permitió contar con las observaciones y aspectos a mejorar en la versión final de los Modelos de Contrato desde el punto de vista legal, las cuales fueron publicados en junio de 2017, junto con las Bases de Licitación. Con ello se logró que los Modelos de Contrato finales cumplieran con todo lo establecido en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.

Cuadro 7.4. Partidas y Subpartidas del Servicio de Consultoría Legal para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo

VII.2.2.5 Resultados del Servicio de Consultoría Legal

El principal logro del servicio de consultoría legal fue coadyuvar a la publicación de la "Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo" en el plazo requerido, para con ello asegurar que la SLP-1/2017 se corriera con Cámara de Compensación, que Entidades Responsables de Carga al Suministro Básico pudieran participar y que los contratos que resultaran de la Subasta, pudieran ser firmados por la Cámara de Compensación como Comprador ante los Vendedores y como Vendedor ante los Compradores.

A continuación, se presentan los resultados particulares del servicio:

- Se elaboraron las Bases de Licitación de la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 conforme a las directrices de la Guía Operativa.
- Se elaboraron los Modelos de Contrato de Cobertura para Compradores y Vendedores, los cuales incorporan la Cámara de Compensación, de la primera Subasta de Largo Plazo de 2017.
- Se realizaron más de 50 reuniones de trabajo entre el CENACE e integrantes de la industria eléctrica donde se compartieron las directrices para la creación de la Cámara de Compensación y se recibieron comentarios.

VII.2.2.6 Presupuesto y duración del Servicio de Consultoría Legal

Como se mencionó anteriormente, los recursos para la contratación del Servicio de Consultoría Legal para la validación e implementación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subasta de Largo Plazo, fueron erogados a través del Programa

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

MLED, el cual es financiado por la Agencia para el Desarrollo Internacional de Estados Unidos (US AID) y operado en México por TetraTech.

Al igual que el Servicio de Consultoría Económica, este servicio tuvo una duración de 6 meses, empezando los servicios el 3 de marzo de 2017 y concluyendo la prestación del servicio el 3 de septiembre de 2017. Ambos Servicios debían ejecutarse al mismo tiempo.

Los entregables del Servicio de Consultoría Legal cumplieron a cabalidad con lo solicitado por el CENACE.

VII.2.3 Contratación y puesta en marcha del "Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la Implementación de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo"

La contratación del Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la Implementación de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo se realizó bajo una Licitación Pública Nacional No. LA-018TOM999-E082-2017 (**Anexo VII.2.03**).

Dicho Servicio de Consultoría Legal requirió características y perfiles especializados.

VII.2.3.1 Requisitos establecidos para el prestador de servicios.

Para la prestación del servicio, se requirió que la empresa prestadora del mismo y el personal que ésta asigne para ello debe contar con las siguientes características y perfiles especializados. La empresa que prestará el servicio debía cumplir con lo siguiente:

- Experiencia en México como Consultoría legal.
- Experiencia en México como Consultoría legal en esquemas de contratación de servicios por parte del sector público (incluye Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, Ley de Asociaciones Público-Privadas y cualquier otro esquema de asociación o contratación).
- Experiencia como Consultoría legal en el mercado eléctrico mexicano.
- Experiencia como Consultoría Legal en la implementación de contratos en el mercado eléctrico mexicano.
- Experiencia como Consultoría Legal en el diseño y elaboración de contratos en el mercado eléctrico mexicano.

Para la prestación del servicio, la empresa que prestara el servicio debía designar un equipo mínimo de un experto legal, un abogado calificado y un economista, financiero, administrador o afín, divididos de la siguiente manera:

- Un experto legal en diseño e implementación de contratos en el mercado eléctrico mexicano. Este experto debía contar con:
 - Experiencia como asesor legal en México.
 - Experiencia como asesor legal en el diseño y la elaboración de contratos en el mercado eléctrico mexicano.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Experiencia como asesor legal en la implementación de contratos en el mercado eléctrico mexicano.
- Experiencia en el diseño y la elaboración de contratos del mercado eléctrico mexicano.
- Experiencia en la implementación de contratos del mercado eléctrico mexicano.

Las primeras tres se avalaron mediante los años de desempeño profesional con especialización sustantiva en las materias citadas, mientras que las últimas dos se acreditaron a través del número de contratos.

- Un abogado calificado en el mercado eléctrico mexicano, este abogado debía contar con:
 - Experiencia como asesor legal en México.
 - Experiencia como asesor legal en mercados eléctricos.

En este caso, ambos requerimientos se tenían que acreditar con años de desempeño profesional con especialización sustantiva en las materias citadas.

- Un economista, financiero, administrador o afín, el cual debía contar con:
 - Experiencia como asesor en México.
 - Experiencia como asesor en mercados eléctricos / financieros / banca.
- Para estos requerimientos se solicitó que se tuviera:
 - Años de desempeño profesional de tiempo completo en el ramo aplicable.
 - Años de desempeño profesional con especialización sustantiva en evaluación de riesgos y proyectos de inversión.
 - Años de desempeño profesional con especialización sustantiva en elaboración de indicadores de desempeño y operación/estructuración de fideicomisos.

VII.2.3.2 Empresa prestadora del servicio

El Licitante que resultó ganador para prestar el servicio de consultoría legal fue la empresa Woodhouse Lorente Ludlow, S.C. ya que cumplió con los requisitos de contratación, los cuales fueron de alta especialización.

VII.2.3.3 Objetivo del Servicio de Consultoría Legal

El objetivo general del servicio fue brindar asesoría legal para la contratación del Operador e implementación de la Cámara de Compensación observando lo dispuesto en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo, y demás normatividad aplicable.

Los objetivos específicos fueron:

- Realizar el diagnóstico inicial para definir el esquema de contratación del Operador de la Cámara de Compensación, el mecanismo de pago, la duración del contrato, los derechos y obligaciones de las partes que deriven de la relación contractual y las etapas en el proceso a seguir para la contratación del Operador. Adicionalmente, acompañamiento en reuniones con la industria y/o potenciales operadores de la Cámara de Compensación para asegurar que

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

cualquier inquietud que surgiera desde el punto de vista legal, operativo, financiero, técnico o cualquier otro, fuese debidamente atendido.

- Definir la estructura y contenido de los Términos de Referencia para llevar a cabo la contratación de la persona moral que será el operador de la Cámara de Compensación.
- Elaborar el modelo de contrato que suscribiría el CENACE con el operador de la Cámara de Compensación o el Operador de la Cámara con la Cámara de Compensación, conforme al esquema de contratación que se definiera.
- Acompañar al CENACE en la realización del concurso para adjudicar el contrato con la persona moral que sería el Operador de la Cámara de Compensación.
- Realizar un documento con recomendaciones, plan de actividades, calendario de implementación y responsables de las actividades para establecer el Comité de Análisis y Modificación de Contratos y el Comité de Gestión de Riesgos, así como la creación del Fideicomiso(s) para la administración de los recursos financieros con los que contaría la Cámara de Compensación.
- Finalmente, asesorar al CENACE en los demás asuntos de carácter legal relativos a la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación.

VII.2.3.4 Entregables y resultados del contrato del "Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de las Subastas de Largo Plazo"

El Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de las Subastas de Largo Plazo contó con cinco subpartidas, las cuales a su vez tenían diversos entregables. Cada Subpartida representó un hito a cumplir para lograr la contratación e implementación de la citada Cámara de Compensación.

A continuación, se presentan las Subpartidas/Entregables que forman parte de la prestación del Servicio, así como los resultados que se obtuvieron de cada una de ellas.

Subpartida/Entregable	Resultado
1. Apoyo en reuniones de trabajo	Esta subpartida permitió al CENACE contar el apoyo presencial en las diferentes áreas en las que se desarrolló el servicio, destacando la participación en el taller que se llevó a cabo para los interesados en ser Operadores de la Cámara de Compensación (9 y 10 de noviembre de 2017) con duración de dos días y el taller que se hizo con la banca comercial y de desarrollo (18 de enero de 2018), para exponer el mecanismo denominado Cámara de Compensación, atender dudas y dar claridad de cara a la suscripción de contratos prevista en ese momento para marzo de 2018.
1.1 Reuniones de trabajo que se realizaron durante la prestación del servicio	Las reuniones de trabajo se dividieron en dos tipos: 1) Presentación de avances en la definición del esquema de contratación del Operador y la

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	<p>implementación de la Cámara de Compensación, así como ajustar y atender requerimientos, dudas y modificaciones relativas a la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo;</p> <p>2) Difusión y retroalimentación con la industria y/o potenciales operadores de la Cámara de Compensación:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) esquema de contratación, b) mecanismo de pago al Operador de la Cámara de Compensación, c) causas de terminación anticipadas, d) penas convencionales, así como e) otros aspectos relevantes relacionados con la operación de la Cámara de Compensación.
<p>2. Realización del diagnóstico que permita determinar el mejor esquema de contratación, diseñar el mecanismo de pagos, definir los derechos y obligaciones de todas las partes que deriven de la relación contractual, así como delimitar las etapas en el proceso a seguir para la contratación del Operador de la Cámara de Compensación</p>	<p>Esta Subpartida permitió contar con un diagnóstico jurídico que sirvió al CENACE para determinar cuál es el mejor esquema legal para contratar al Operador de la Cámara de Compensación para las Subastas de Largo Plazo.</p> <p>Se determinó el mecanismo de pagos, los derechos y obligaciones del CENACE así como del Operador derivadas del Contrato de Asignación.</p> <p>Finalmente, con la presente Subpartida se definió las etapas del proceso a seguir para la contratación del Operador de la Cámara de Compensación.</p>
<p>2.1 Elaboración del diagnóstico y evaluación de las alternativas de contratación del Operador de la Cámara de Compensación y cuadro resumen comparativo</p>	<p>Se obtuvo un reporte y un cuadro resumen comparativo con una revisión de diversos esquemas de contratación del operador de la Cámara de Compensación, considerando las ventajas y desventajas de cada opción.</p> <p>El análisis consideró las alternativas para un esquema de Asociación Público-Privado y un esquema de contratación a través de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público por el CENACE.</p> <p>Adicionalmente, se le solicitó al Proveedor hiciera un análisis para determinar si la contratación se podía hacer bajo un esquema de naturaleza civil/mercantil al amparo de lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 5.</p>

[Handwritten mark]

[Handwritten signatures and initials]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
<p>2.2 Versión 1 de la lista de funcionalidades y calendario de implementación</p>	<p>En este entregable el proveedor elaboró una primera versión de la lista de todas las funcionalidades que deberá llevar a cabo el Operador clasificadas por tema tales como: administrativas, contables, legales, operativas, de supervisión y técnicas, además de la priorización de cada uno de ellos.</p> <p>Finalmente, se presentó una propuesta de implementación por etapas.</p>
<p>2.3 Versión final de la lista de funcionalidades y calendario de implementación</p>	<p>Con este entregable se contó con la versión final de la lista de todas las funcionalidades que deberá llevar a cabo el Operador clasificadas por tema, así como los requerimientos mínimos para comenzar con su operación.</p> <p>Se lograron identificar al menos 245 funcionalidades sustantivas, las cuales fueron un insumo para el Anexo Técnico que se preparó para el procedimiento licitatorio.</p> <p>Asimismo, ese insumo ha permitido que el CENACE esté llevando a cabo las funciones de Cámara de Compensación, al tener perfectamente identificado el universo de actividades a realizar, así como los tiempos para llevar a cabo cada una de ellas.</p>
<p>2.4 Definición del mecanismo de pago al Operador de la Cámara de Compensación, así como la determinación de la duración del contrato entre el CENACE y el Operador, las causas de terminación anticipada, penas convencionales y los mecanismos para la solución de controversias</p>	<p>Con este entregable el CENACE obtuvo una propuesta del mecanismo de pago al Operador.</p> <p>La propuesta del mecanismo cumplió con las directrices que establece la Guía Operativa de la Cámara de Compensación, consideró la fuente de pago, periodicidad de la contraprestación, pagos adicionales en función de un mejor desempeño y deducción de pagos en caso de no alcanzar estándares pactados o metas específicas.</p> <p>Asimismo, se contó con un reporte en el que se explicaron los elementos que fueron tomados en cuenta para determinar la duración del contrato del CENACE con el Operador, incluyendo una propuesta específica de duración del contrato. Dicho reporte incluyó las causas de terminación anticipada, penas convencionales, mecanismos para solución de controversias y todos aquellos elementos adicionales que el Proveedor considere que deban incluirse.</p>
<p>2.5 Definición de los derechos y obligaciones del CENACE como ente público contratante, así como los derechos y obligaciones del Operador de la Cámara de Compensación</p>	<p>El Proveedor entregó una propuesta de los derechos y obligaciones del CENACE como ente público contratante del Operador, así como los derechos y obligaciones del Operador, la cual consideró aspectos fiscales, normativos, económicos, financieros, contables, de mercado, que podrían incidir en los derechos y obligaciones del CENACE y del Operador.</p>

[Handwritten mark]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	Este ejercicio fue de gran ayuda para posteriormente preparar el contrato de Operación de la Cámara de Compensación.
<p>2.6 Elaboración del dictamen de viabilidad de la contratación del Operador de la Cámara de Compensación, así como el plan de actividades y calendario para llevar a cabo el proceso competitivo para la contratación del Operador (a más tardar el 06 de noviembre de 2017)</p>	<p>Este entregable permitió contar con un dictamen de viabilidad de contratación del Operador de la Cámara de Compensación por parte del CENACE, mismo que contiene los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Descripción del proyecto. b) Análisis de viabilidad desde la perspectiva técnica, jurídica, económica y financiera. c) Estimados de inversión y aportaciones del Operador. d) Análisis de precios máximos e) Conveniencia de llevar a cabo el proyecto mediante al menos dos esquemas de contratación, con el análisis respecto de dichas opciones. <p>Se ratificó la postura de que las obligaciones a ser asumidas por el Operador de la Cámara de Compensación serían en su mayoría obligaciones de "hacer"; por lo tanto, se trataba de una prestación de servicios por parte del Operador al CENACE.</p> <p>En ese sentido y considerando la naturaleza jurídica del CENACE, la contratación del Operador únicamente podía realizarse al amparo de la LAASSP, toda vez que hacerlo a través de la LAPP resultaba inviable por los tiempos; es decir, se requería contar con un Operador antes de la fecha de la firma de los Contratos de Cobertura Eléctrica, prevista para marzo de 2018.</p>
<p>3. Elaboración de los Términos de Referencia para la contratación del Operador de la Cámara de Compensación y acompañamiento para la realización del concurso para adjudicar el contrato que suscribirá el CENACE con el Operador de la Cámara de Compensación</p>	<p>Esta Subpartida permitió al CENACE obtener los Términos de Referencia para contratar al Operador de la Cámara de Compensación, así como tener el acompañamiento legal en el proceso de licitación.</p>
<p>3.1 Versión 1 de los Términos de Referencia para revisión</p>	<p>El prestador del servicio entregó una versión preliminar de los términos de referencia que permitieron salir a la investigación de mercado.</p>
<p>3.2 Versión final de los Términos de Referencia</p>	<p>La versión final de los Términos de Referencia cumplió con los aspectos que se solicitaron tales</p>

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'VHCC' and 'J']

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	<p>como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Mecanismo de pago al Operador. 2) Duración del contrato. 3) Definición de las características especiales para la incorporación del Operador como Participante del Mercado en la modalidad de Comercializador No Suministrador. 4) Descripción de elementos de carácter técnico para la operación en el Mercado Eléctrico Mayorista. 5) Descripción de elementos de carácter financiero. 6) Definición del tipo de conectividad requerida entre el CENACE y el Operador.
<p>3.3 Acompañamiento para la realización del concurso para adjudicar el contrato que suscribirá el CENACE con el Operador (Reporte)</p>	<p>Mediante este entregable el CENACE contó con apoyo jurídico para resolver los cuestionamientos realizados en las juntas de aclaraciones que se llevaron a cabo con motivo del proceso de licitación, apoyó en la revisión y acreditación de la documentación que entregaron los interesados para participar en el proceso de licitación.</p> <p>Asimismo, asistió al CENACE en:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Definición de las etapas y del calendario del concurso. 2) Definición de los requisitos para acreditar experiencia y capacidad legal, técnica, administrativa, económica y financiera, y de los demás elementos que deberán contener las propuestas. 3) Definición del criterio de asignación del Contrato. 4) Publicación de la convocatoria y bases del concurso. 5) Acompañamiento en la promoción del proyecto. 6) Apoyo para la junta de aclaraciones. Se tuvo que dar respuesta a más de 300 preguntas. 7) Registro y revisión preliminar de propuestas. 8) Recepción y evaluación de propuestas.
<p>4. Elaboración del modelo de contrato que suscribirá el CENACE con el Operador de la Cámara de Compensación</p>	<p>A través de esta Subpartida el CENACE pudo contar con los instrumentos jurídicos complementarios que le daban vida a toda la estructura legal que se dibujó para la operación de la Cámara de Compensación, tales como:</p>

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	<ol style="list-style-type: none"> 1) Modelo de Estatutos Sociales para la Cámara de Compensación. 2) Modelo de Contrato de Fideicomiso de Administración para la Cámara De Compensación. 3) El modelo de contrato de operación de la Cámara de Compensación. Dicho modelo de contrato incluyó el desarrollo de los siguientes temas y actividades: <ol style="list-style-type: none"> a) Definición del objeto del Contrato entre el Operador de la Cámara de Compensación y el Fideicomiso. b) El precio y los mecanismos de pago para el Operador de la Cámara de Compensación. c) Plazo para el inicio en la prestación de los servicios, vigencia del contrato y régimen para prorrogarlos. d) Actividades previas a la prestación del servicio (constitución de la persona moral y del fideicomiso de administración y fuente de pago) e) Obligaciones y derechos del Operador. f) Obligaciones y derechos del CENACE. g) Características, especificaciones, estándares técnicos, niveles de desempeño y calidad para la prestación de los servicios a cargo del Operador de la Cámara de Compensación. h) Supuestos de rescisión y terminación anticipada del contrato y sus efectos, incluyendo obligaciones, reembolsos y penas convencionales. i) Procedimiento de solución de controversias.
<p>4.1 Versión 1 del modelo de contrato para la contratación de la persona moral que operará la Cámara de Compensación (a más tardar el 6 de diciembre de 2017)</p>	<p>Con este entregable el CENACE obtuvo un primer borrador de los instrumentos jurídicos mediante los cuales se podrá constituir la estructura legal de la Cámara de Compensación, los cuales se mencionan a continuación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Modelo de Estatutos Sociales para la Cámara de Compensación. 2) Modelo de Contrato de Fideicomiso de Administración para la Cámara De Compensación. 3) El modelo de contrato de operación de la Cámara de Compensación.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several initials at the bottom right.]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
<p>4.2 Versión Final del modelo de contrato para la contratación del vehículo que operará la Cámara de Compensación</p>	<p>Mediante este entregable el CENACE obtuvo la versión final de los instrumentos jurídicos mediante los cuales se podrá constituir la estructura legal de la Cámara de Compensación, mismos que se utilizaron para el proceso de licitación que corrió el CENACE mediante Licitación Pública Internacional.</p>
<p>5. Realización de un documento con recomendaciones, plan de actividades, propuesta de calendario de implementación y responsables de las actividades, para llevar a cabo el establecimiento del Comité de Análisis y Modificación de Contratos y el Comité de Gestión de Riesgos, así como la creación del Fideicomiso(s), o vehículo legal, que en su caso se determine, para la administración de los recursos financieros, gestión de garantías, con los que contará la Cámara de Compensación</p>	<p>Mediante este servicio el CENACE pudo contar con un documento con recomendaciones, plan de actividades, propuesta de calendario de implementación y responsables de las actividades, para llevar a cabo el establecimiento del Comité de Análisis y Modificación de Contratos y el Comité de Gestión de Riesgos, así como la creación del Fideicomiso(s), o vehículo legal, que en su caso se determine, para la administración de los recursos financieros, gestión de garantías, con los que contará la Cámara de Compensación.</p>
<p>5.1 Versión 1 del borrador del documento</p>	<p>Con esta subpartida el CENACE obtuvo el primer borrador del documento con recomendaciones, plan de actividades, propuesta de calendario de implementación y responsables de las actividades, para llevar a cabo el establecimiento del Comité de Análisis y Modificación de Contratos y el Comité de Gestión de Riesgos, así como la creación del Fideicomiso(s), o vehículo legal, que en su caso se determine, para la administración de los recursos financieros, gestión de garantías, con los que contará la Cámara de Compensación.</p> <p>Con este documento y las reuniones a las que se le convocó al Proveedor conforme a la subpartida 1, el CENACE empezó a diseñar las reglas de operación del Comité de Análisis y Modificación de Contratos para Compradores.</p>
<p>5.2 Versión final del documento</p>	<p>El prestador del Servicio entregó la versión final del documento con recomendaciones, plan de actividades, propuesta de calendario de implementación y responsables de las actividades, para llevar a cabo el establecimiento del Comité de Análisis y Modificación de Contratos y el Comité de Gestión de Riesgos, así como la creación del Fideicomiso(s), o vehículo legal, que en su caso se determine, para la administración de los recursos financieros, gestión de garantías, con los que contará la Cámara de Compensación.</p> <p>Aquí se terminaron de redondear las ideas y, con base</p>

[Handwritten mark]

[Handwritten signatures and initials]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Subpartida/Entregable	Resultado
	<p>en dichas recomendaciones, se pudo tener una primera versión de las Reglas de Operación del Comité de Análisis y Modificación de Contratos para Compradores, que se pudo compartir con los compradores del portafolio SLP-1/2017 para recibir comentarios.</p> <p>Al día de hoy, ya se tiene la versión final que incorpora las observaciones de los compradores del portafolio y estamos en proceso de lanzar la convocatoria para la primera sesión del Comité.</p>

Cuadro 7.5. Partidas y subpartidas del Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de las Subastas de Largo Plazo

VII.2.3.5 Resultados del Servicio de Consultoría Legal

El resultado principal del servicio fue que el CENACE obtuvo el diseño de la estructura legal para constituir e implementar la Cámara de Compensación, el cual consta de tres instrumentos jurídicos: 1) Modelo de Estatutos Sociales para la Cámara de Compensación, 2) Modelo de Contrato de Fideicomiso de Administración para la Cámara De Compensación y 3) Modelo de Contrato de Operación de la Cámara de Compensación.

Asimismo, obtuvo el diseño del mecanismo de pago mediante el cual el Operador de la Cámara de Compensación podrá sufragar o recuperar sus costos de operación y obtener una utilidad razonable, las métricas para supervisar la operación y desempeño del Operador de la Cámara de Compensación, la duración del contrato entre el Operador de la Cámara y la Cámara de Compensación y lineamientos/recomendaciones para poder implementar los Comités de Análisis y Modificación de Contratos y el Comité de Gestión de Riesgos.

Los resultados particulares obtenidos a través del servicio de consultoría legal son:

- a) Un diagnóstico jurídico para poder determinar la mejor manera de contratar los servicios que requiere recibir el CENACE del Operador de la Cámara de Compensación para que la Cámara de Compensación sea operada de conformidad con lo previsto en el Capítulo 8 de la Guía Operativa.
- b) Acreditar plenamente que el proceso licitatorio debía sujetarse a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP) y su Reglamento, ya que no se trataba de una adquisición realizada dentro del Mercado Eléctrico Mayorista o dentro de las Subastas referidas en la Ley de la Industria Eléctrica y en esa virtud no resultaba aplicable lo previsto en el Artículo 106 de la misma ("Las adquisiciones que las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal realicen dentro del Mercado Eléctrico Mayorista y las subastas referidas en esta Ley no se sujetarán ni a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, ni a la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionadas con las Mismas".) Sin embargo, la contratación de los servicios que requerirá recibir la Cámara de Compensación del Operador de la Cámara de Compensación para que la Cámara de Compensación sea operada de conformidad con lo previsto en el Capítulo 8 de la Guía Operativa, no se encuentra sujeta a la LAASSP ya que se trata de una relación contractual entre dos entidades del sector privado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- c) Compartir con los interesados en operar la Cámara de Compensación y de forma más amplia, con la industria, una estructura legal y operativa clara, donde se identifican las responsabilidades y roles de los distintos actores involucradas (fideicomitentes, fideicomisarios en primer y último lugar, fiduciario, etc.), que brinda mayor certidumbre sobre el rol de la Cámara de Compensación en la administración de contratos, el rol del CENACE en la supervisión del Operador y el blindaje de todos los recursos financieros (ya sean cobros y pagos o garantías) a través del Fideicomiso.
- d) Hacer un levantamiento del inventario de todas las funcionalidades a cargo de la Cámara de Compensación, con lo cual se lograron identificar al menos 245 funcionalidades sustantivas que deben ser implementadas por el Operador de la Cámara de Compensación para poder administrar de manera correcta los contratos de cobertura eléctrica que hayan sido adjudicados a través de Subastas de Largo Plazo.
- e) Tener al día de hoy una versión final de las reglas de operación del Comité de Análisis y Modificación de Contratos para Compradores, que fue elaborada con base en las recomendaciones emitidas por el Proveedor de servicios, misma que fue consensuada con los Compradores del portafolio SLP-1/2017, así como un primer borrador del Comité de Gestión de Riesgos.

VII.2.3.6 Observaciones adicionales sobre el proceso de contratación del prestador de servicios

A pesar de haber diseñado, ejecutado y llevado a término el proceso competitivo para la contratación e implementación de la Cámara de Compensación, el resultado de la Licitación Pública Internacional Bajo la Cobertura de Tratados no fue el esperado, ya que se tuvo que declarar desierto. **(Anexo VII.2.04)**

Se recibieron dos proposiciones, sin embargo, en el proceso de revisión de las mismas el área de Adquisiciones, derivado de la evaluación legal y administrativa efectuada a los documentos integrantes de las propuestas técnico-económicas de los licitantes, determinó que ninguna cumplía y comunicó lo anterior en el fallo correspondiente y el jurídico del CENACE, emitió la opinión jurídica correspondiente. Esta determinación consistió en que el Licitante Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V., declaró en el proemio del "Modelo de Convenio de Participación Conjunta" ser Bolsa Mexicana de Valores, S.A. de C.V., y en el clausulado ser Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V., lo que se traduce en dos personas morales y jurídicas distintas. En ese sentido, se tendría que la Bolsa Mexicana de Valores, S.A. de C.V., no firmó el Convenio de Participación Conjunta, lo que derivó en un incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 34, párrafo tercero de la LAASSP y el numeral 6 "Modelo de Participación Conjunta" de la sección VI de la Convocatoria de la Licitación.

El artículo 36 de la LAASSP, último párrafo, prohíbe a la convocante o a los licitantes suplir o corregir las deficiencias de las proposiciones presentadas, por lo que en estricto acatamiento a este numeral la Jefatura de Unidad de Adquisiciones desechó la proposición.

Considerando que la contratación del Operador de la Cámara de Compensación resultaba indispensable para el cumplimiento de las atribuciones de la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista y la necesidad inminente de contar con la contratación del servicio antes de la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica de las Subastas de Largo Plazo, el CENACE emitió el oficio No. CENACE/DAMEM/106/2018, con fecha 6 de marzo de 2018, dirigido al Representante Legal de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV). En dicho oficio se le solicitó ratificar su proposición técnica y económica en los mismos términos de la Convocatoria.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Lo anterior, con el propósito de activar el supuesto establecido en el artículo 41, fracción VII de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y con ello, poder proceder con la Adjudicación Directa del servicio.

Sin embargo, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) a través de la Unidad de Banca, Valores y Ahorro (UBVA), no autorizaron a la BMV a presentar la ratificación de la propuesta técnica y económica.

Por otra parte, el área requirente dictaminó que el Licitante Nodal Exchange no cumplió con los requisitos Técnicos y Económicos, por lo cual se tuvo que desechar su propuesta.

En consecuencia, el proceso licitatorio correspondiente fue declarado desierto.

VII.2.3.6.1 Implicaciones legales para el CENACE de no contar con un Operador de la Cámara de Compensación en el corto plazo

Las implicaciones legales para el CENACE de no contar con un Operador para la Cámara de Compensación son:

- Con fundamento en el Acuerdo Delegatorio, y considerando que:
 - El numeral 6.3.3 de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo dispone que los Modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica para Vendedores y para Compradores deberán incorporar las disposiciones y los procedimientos que se establecen en la Guía Operativa, y sus disposiciones deberán permitir y asegurar que los procedimientos y mecanismos ahí previstos puedan ser llevados a cabo por la Cámara de Compensación y puedan ser observados por los Compradores o Vendedores según corresponda;
 - Las disposiciones de los Modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica para Vendedores y para Compradores, tal y como fueron publicados en la versión final de las Bases de Licitación de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017, no permitían asegurar que los procedimientos y mecanismos previstos en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo pudieran ser llevados a cabo por la Cámara de Compensación, si ésta no es una persona moral de derecho privado;
 - En su versión final, los Modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica para Vendedores y para Compradores tampoco permiten que, en caso de que ocurra la contratación del operador de la Cámara de Compensación, la cesión de los contratos, una vez suscritos, pueda realizarse sin afectar los derechos adquiridos por parte de los Compradores y los Vendedores que hayan resultado asignatarios en la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017, y
 - El principio de jerarquía normativa establece que las normas de rango inferior, como sería el caso de las Bases de Licitación, no pueden contradecir ni vulnerar lo establecido por una norma de rango superior, como sería el caso de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo.
- El CENACE se vio ante la necesidad de realizar ajustes a los modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica con el fin de permitir la cesión de los mismos, una vez que se tenga contratado al Operador de la Cámara de Compensación. Con estos ajustes se dio cumplimiento a lo

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

dispuesto en el numeral 6.3.3 de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo.

- En línea con lo anterior y con los mismos argumentos previamente señalados, el CENACE también tuvo que realizar ajustes al modelo de Contrato de Depósito en Garantía Eléctrica, ya que el modelo original consideraba una relación tripartita entre el Operador de la Cámara, el Fideicomiso de Administración y el Comprador/Vendedor, según fuera el caso, lo cual hacía inviable el mecanismo y no se adaptaba a las características actuales de la Cámara de Compensación. El nuevo modelo de contrato refleja las condiciones al momento de la firma del Contrato, donde el Comprador/Vendedor es el Depositante y el CENACE es el Depositario. Cabe mencionar que no era posible, dados los tiempos, contar con un Fideicomiso que prestara servicios de administración de garantías, y que, sobre todo, estuviera en tiempo para poder suscribir el instrumento, considerando que el otorgamiento de garantías previo a la firma de los Contratos es un requisito sine qua non.
- El CENACE hizo el llenado y la revisión completa de los modelos de Contrato de Cobertura Eléctrica para poderlos presentar a firma.
- El CENACE suscribió los Contratos de Cobertura Eléctrica con Compradores y Vendedores.
- El CENACE tendrá que diseñar e instalar los Comités de Compradores y Vendedores. Existe cierta urgencia respecto a este punto, toda vez que gran parte de los Licitantes desean hacer modificaciones a sus contratos. Estas posibilidades de modificación están contempladas dentro del contrato y están previstas en la cláusula 16(a) de los Contratos:

"El presente Contrato sólo podrá ser modificado por las Partes a través de la suscripción de convenios modificatorios y cuando ello se encuentre permitido por la Legislación Aplicable."

- A tal efecto, el CENACE preparó un primer borrador de las reglas de operación del Comité de Análisis y Modificación de Contratos y lo mando a revisión de los Compradores del portafolio SLP-1/2017 (CFE SB, Menkent e Iberdrola) para recibir observaciones a más tardar el 18 de junio.
- Cabe mencionar que, a la fecha, el CENACE ha recibido ya varias solicitudes formales para realizar modificaciones a los contratos que fueron firmados el 13 de abril de 2018. Las modificaciones consisten en modificar la estructura accionaria, incrementar la entrega de productos dentro del umbral contemplado en el contrato (+10%), ceder los derechos y obligaciones derivados del contrato a una sociedad afiliada y ajustar al punto de interconexión dentro de la misma zona de generación y zona de potencia. Algunas de las solicitudes tienen un plazo máximo para resolverse. Agotado dicho plazo, se tendrán por aceptadas.
- El 25 de junio de 2018 el CENACE, en su función de Cámara de Compensación, envió la Convocatoria para la sesión de instalación y primera sesión del Comité de Análisis y Modificación de Contratos cuya celebración tuvo lugar el 4 de julio de 2018.

VII.2.3.6.2 Implicaciones financiero – administrativas para el CENACE de no contar con un Operador de la Cámara de Compensación en el corto plazo

Las implicaciones financieras y administrativas que representa para el CENACE no contar con el Operador de la Cámara de Compensación son:

- El CENACE hizo el cálculo inicial de las exposiciones de los Compradores distintos al Suministro Básico, para determinar el importe mínimo de las garantías de cumplimiento y las

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

contribuciones al Fondo de Reserva. El importe resultante de las Garantías de Cumplimiento fue cero y de la Contribución al Fondo de Reserva fueron \$47,144,327.00 (cuarenta y siete millones ciento cuarenta y cuatro mil trescientos veintisiete pesos 00/100 M.N.)

- El CENACE recibió a revisión las garantías de cumplimiento de los Vendedores y Compradores (cartas de crédito).
- Recibió y validó las cartas de crédito definitivas.
- Es responsable de la custodia y administración de las garantías de cumplimiento y de las Contribuciones al Fondo de Reserva. El importe total de cartas de crédito que amparan las garantías de cumplimiento es de \$1,800,215,156.34 (mil ochocientos millones doscientos quince mil ciento cincuenta y seis pesos 34/100 M.N.), mientras que los depósitos en garantía equivalen al día de hoy a \$47,152,535.84 (cuarenta y siete millones ciento cincuenta y dos mil quinientos treinta y cinco pesos 84/100 M.N.).
- Tuvo que abrir cuentas bancarias individualizadas para permitir los depósitos en garantía, particularmente para las Contribuciones al Fondo de Reserva.
- A partir de la suscripción de los contratos, está calculando de manera diaria la Exposición Contractual de Corto Plazo y la Exposición al Cargo de Capital de Largo Plazo para asegurar que las Garantías de Cumplimiento y las Contribuciones al Fondo de Reserva cumplen con los niveles mínimos requeridos.

VII.2.3.6.3 Plan para la contratación del Operador de la Cámara de Compensación

Existen cuatro opciones para contratar al Operador de la Cámara de Compensación, sin embargo, las únicas dos que tienen altas posibilidades de éxito al día de hoy son:

- Lanzar otra vez la Convocatoria a una Licitación Pública lo antes posible, sabiendo que existen interesados para presentarse al concurso. La gran ventaja que tiene esta opción, es que ya existe un camino recorrido y que se cuenta con el diseño, los instrumentos legales y técnicos para hacerlo, y
- Que el CENACE continúe ejerciendo las funciones de la Cámara de Compensación. Bajo ese supuesto, habría que hacer un análisis de los ajustes legales y operativos que tendrían que realizarse para que el Organismo Público Descentralizado pueda ejercer dichas funciones. A tal efecto, el resultado del Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de las Subastas de Largo Plazo se constituye un insumo esencial que nos ha provisto de herramientas de gran utilidad, en caso que se opte por seguir este camino. Tan es así que por ello ha sido posible que, al día de hoy, el CENACE, de forma transitoria, pueda llevar a cabo, sin problemas y con toda legalidad, las actividades previstas en la Guía Operativa. La solidez de las herramientas proveídas por parte del Proveedor de servicios ha resultado en que, en los dos meses de operación, el CENACE ha logrado transmitir una confianza en la operación que se ha traducido en niveles elevados de satisfacción por parte de los usuarios.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.2.3.7 Presupuesto y duración del "Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de Subastas de Largo Plazo"

Al "Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de Subastas de Largo Plazo" se le asignó un presupuesto de \$12,000,000.00 (Doce millones de pesos 00/100 M.N.), más el Impuesto al Valor Agregado, con cargo a la partida específica de gasto 33104 "Otras asesorías para la operación de programas" de la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista, del CENACE.

El servicio referido tuvo una duración máxima de 8 meses, empezándose los servicios el 9 de octubre de 2017 y concluyendo la prestación del servicio el 8 de junio de 2018.

Nombre del servicio	Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de Subastas de Largo Plazo
Tipo de contratación	Licitación Pública Nacional No. LA-018TOM999-E82-2017
Nombre de la empresa prestadora del servicio	Woodhouse Lorente Ludlow, S.C.
Duración de la prestación del servicio	8 meses máximo (Del 9 de octubre de 2017 al 8 de junio de 2018)
Cumplimiento en la entrega de cada uno de los entregables establecidos en el contrato	Se cumplió a entera satisfacción del área requirente y del administrador del contrato
Presupuesto autorizado para la ejecución del Servicio de Consultoría Legal de la Partida específica de gasto 33104 "Otras asesorías para la operación de programas"	\$12,000,000.00 (Doce millones de pesos 00/100 M.N.) pesos, más el Impuesto al Valor Agregado (IVA)
Presupuesto ejercido para la ejecución del Servicio de Consultoría Legal de la Partida específica de gasto 33104 "Otras asesorías para la operación de programas"	\$10,540,000.0 (Diez millones quinientos cuarenta mil pesos 00/100 M.N.) pesos, más el Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Cuadro 7.6. Presupuesto y duración del Servicio de Consultoría Legal para la contratación del Operador y la implementación de la Cámara de Compensación para Contratos Asignados a través de Subastas de Largo Plazo.

VII.3 Mercado para el Balance de Potencia

El 08 de septiembre del 2015 la SENER emite las Bases del Mercado Eléctrico contemplando en la Base 11 al Mercado para el Balance de Potencia, con la premisa de cumplir con los requisitos mínimos establecidos por la CRE, complementado por un mecanismo de precios graduales de escasez de reservas.

El 22 de septiembre del 2016 la SENER emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia desarrollando con mayor detalle el contenido de la Base 11 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la operación y administración del Mercado para el Balance de Potencia.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado para el Balance de Potencia se diseñó con el propósito de establecer señales de precio que estén de acuerdo con la situación de escasez o exceso de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, así como mantener una estrecha relación con los ingresos derivados del mercado de corto plazo. Para determinar estas señales de precio, el CENACE, con la autorización de la CRE, determina los costos asociados de la fuente marginal de nueva Potencia cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de la Zona de Potencia correspondiente y que sea replicable a escala comercial, que minimice los costos netos de generación y potencia en el largo plazo con la finalidad de establecer el Precio Neto en el Mercado de Balance de Potencia (MBP), para cada Zona de Potencia que de estabilidad y confiabilidad al Sistema Eléctrico Nacional.

VII.3.1 Mercado para el Balance de Potencia 2016

El 19 de octubre del 2016 inician las primeras publicaciones con el fin de sensibilizar a los Participantes del Mercado sobre el primer Mercado para el Balance de Potencia. Continuando a lo largo de los meses de noviembre y diciembre 2016, entre los documentos publicados en este periodo se encuentran:

- Disponibilidad de Entrega Física
- 100 Horas Críticas
- Potencia Anual Acreditada,
- Capacidad Demandada
- Precio Máximo de la Potencia
- Tecnología de Generación de Referencia

La publicación de estos documentos, logró una gran sensibilidad entre todos los Participantes del Mercado ante la entrada en operación por primera vez en México del Mercado para el Balance de Potencia, el cual al tener las características de ser un Mercado anual y expost requería que los Participantes conocieran con este nivel de detalle el mecanismo con el que se realizaría dicho mercado.

En cumplimiento a las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista y al manual respectivo, el 28 de febrero de 2017 se ejecutó el Mercado para el Balance de Potencia con base en los siguientes datos:

Las 100 Horas Críticas identificadas del Mercado para el Balance de Potencia 2017, se basaron en las 100 Horas de mayor demanda de energía durante el año de producción 2016 para cada Zona de Potencia, identificando como primer día de cálculo el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y como último día de cálculo el último día del año 2016, es decir:

Zona de Potencia	Inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista	Primer día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas	Último día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas
SIN (Sistema Interconectado Nacional)	29/enero/2016 (Hora 673)	29/enero/2016 (Hora 673)	31/diciembre/2016 (Hora 8784)
BCA (Sistema Interconectado Baja California)	27/enero/2016 (Hora 625)	27/enero/2016 (Hora 625)	31/diciembre/2016 (Hora 8784)

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Zona de Potencia	Inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista	Primer día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas	Último día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas
BCS (Sistema Interconectado Baja California Sur)	23/marzo/2016 (Hora 1969)	23/marzo/2016 (Hora 1969)	31/diciembre/2016 (Hora 8784)

Cuadro 7.7. 100 Horas Críticas identificadas del Mercado para el Balance de Potencia 2016

Las 100 Horas Críticas indican las horas representativas del año de producción, en las cuales se calcula la acreditación y los requisitos de Potencia correspondientes. A continuación, se muestra el rango de fechas en las que ocurrieron las 100 Horas Críticas.

VALOR/FECHAS	BCS	BCA	SIN
	04-JUL AL 28-OCT	20-JUN AL 31-AGO	23-MAY AL 20-SEP
MÁXIMO	428.51 MW	2,556.00 MW	39,746.91 MW
MÍNIMO	402.00 MW	2,370.94 MW	38,681.64 MW
PROMEDIO	409.23 MW	2,428.88 MW	39,022.65 MW

Cuadro 7.8. Rango de fechas en las que ocurrieron las 100 Horas Críticas

La Potencia Anual Acreditada se refiere a la cantidad de Potencia que un Participante del Mercado tiene la posibilidad de vender, previo a descontar sus requisitos de Potencia. Para calcular la Potencia Anual Acreditada se requiere de la Capacidad Entregada, que se entiende como la Potencia acreditada por Unidad de Central Eléctrica de un Participante del Mercado, es decir, la cantidad de Potencia que una Unidad de Central Eléctrica haya puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional.

Zona de Potencia	Capacidad Entregada
SIN	44,309.209 MW
BCA	2,471.997 MW
BCS	552.090 MW

Cuadro 7.9. Potencia Anual Acreditada

La Capacidad Demandada corresponde al promedio de la cantidad total de Potencia que una Entidad Responsable de Carga haya requerido del Sistema Eléctrico Nacional en las Horas Críticas de un año dado. En conjunto con la Capacidad Demandada, la Reserva de Planeación Mínima y el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada, se calcula el Requisito Anual de Potencia. De forma análoga, en conjunto con la Capacidad Demandada, la Reserva de Planeación Eficiente y el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada, se calcula el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente.

El Requisito Anual de Potencia se refiere a la cantidad de Potencia que cada Entidad Responsable de Carga está obligada a adquirir, previo a descontar su acreditación de Potencia.

El Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente, se refiere a la cantidad de Potencia que cada Entidad Responsable de Carga estaría obligada a adquirir previo a descontar su acreditación de Potencia, si se tomara en cuenta el valor de la Reserva de Planeación Eficiente, en lugar del valor de la Reserva de Planeación Mínima.

Con base a los valores de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente establecidos en la política de Confiabilidad de la SENER.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Zona de Potencia	Reserva de Planeación Mínima	Reserva de Planeación Eficiente
SIN	7.7%	15.3%
BCA	0%	7.8%
BCS	13.8%	32.7%

Cuadro 7.10 Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente

Los valores totales de la Capacidad Demandada, el Requisito Anual de Potencia y el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente, por Zona de Potencia.

Zona de Potencia	Capacidad Demandada	Requisito Anual de Potencia	Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente
SIN	38,884.921 MW	41,879.061 MW	44,834.314 MW
BCA	2,388.785 MW	2,388.785 MW	2,575.111 MW
BCS	394.735 MW	449.208 MW	523.813 MW

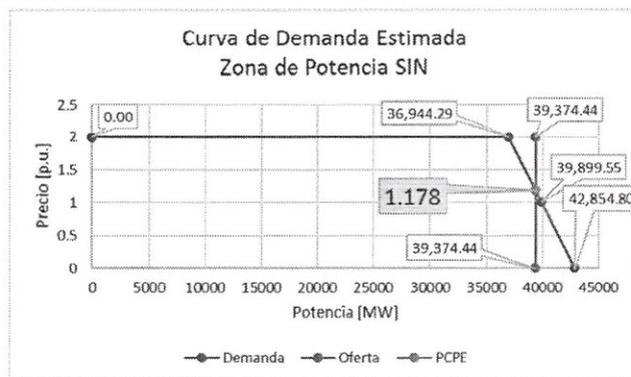
Cuadro 7.11. Capacidad Demandada, el Requisito Anual de Potencia y el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente, por Zona de Potencia

La Tecnología Generación Referencia seleccionada, en cada una de las Zonas de Potencia y empleadas en el Mercado para el Balance de Potencia 2017. fueron las siguientes:

Sistema	Tecnología	Capacidad [MW]	Costos Fijos Nivelados Pesos/MW-año (USD/MW-año)	IMTGR Pesos/MW-año (USD/MW-año)
SIN	Turbo gas industrial Gas	186.5	2,245,082.336 (109,432.936)	1,437,382.564 (77,431.888)
BCA	Turbo gas industrial Gas	186.5	1,857,699.339 (90,550,573)	377,550.719 (20,079.761)
BCS	Turbo gas Aero derivada Diesel	42.3	3,076,567.616 (149,962.351)	670,402.826 (36,081.579)

Cuadro 7.12. Capacidad Demandada, el Requisito Anual de Potencia y el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente, por Zona de Potencia

El Precio Máximo de Potencia se calcula a partir del Precio calculado de las Curvas de Oferta y Demanda de Potencia, y de los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia, los precios resultantes fueron los siguientes.



Precio Máximo de Potencia:

$$PM = 1.178 * CFTGR - IMTGR$$

$$= 1,207,324.428 \text{ Pesos / MW-año}$$

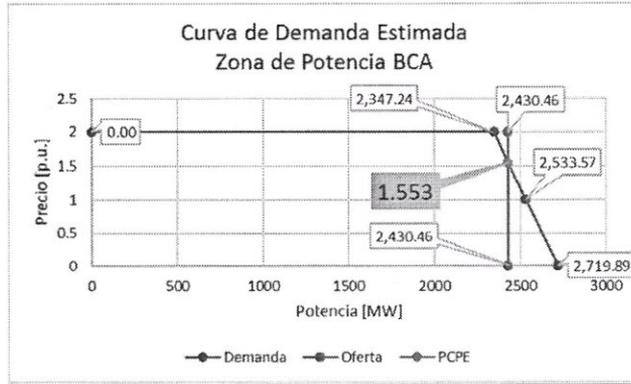
Donde:

CFTGR son los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia.

IMTGR son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Imagen 7.4. Curva estimada de Demanda, Zona de Potencia SIN

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Precio Máximo de Potencia:

$$PM = 1.553 * CFTGR - IMTGR$$

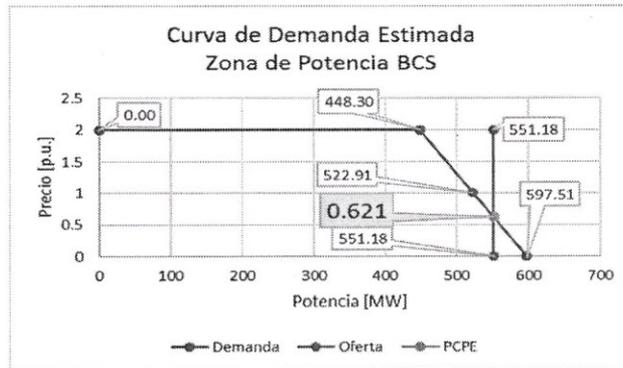
$$= 2,507,456.354 \text{ Pesos / MW-año}$$

Donde:

CFTGR son los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia.

IMTGR son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Imagen 7.5. Curva estimada de Demanda, Zona de Potencia BCA



Precio Máximo de Potencia:

$$PM = 0.621 * CFTGR - IMTGR$$

$$= 1,240,145.664 \text{ Pesos / MW-año}$$

Donde:

CFTGR son los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia.

IMTGR son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Imagen 7.6. Curva estimada de Demanda, Zona de Potencia BCS

Debido a que no se registraron Transacciones Bilaterales de Potencia y a que fue cubierto el Monto Garantizado de Pago de todos los Participantes del Mercado, las Obligaciones Netas de Potencia fueron idénticas a las Ofertas de Compra Estimadas; por lo tanto, las Ofertas de Compra son idénticas a las Ofertas de Compra Estimadas y el Precio de Cierre de Potencia es idéntico al Precio de Cierre de Potencia Estimado, resultando que el Precio Neto de la Potencia es idéntico al Precio Máximo de Potencia.

Zona de Potencia	Ofertas de Venta de Potencia [MW año]	Ofertas de Compra de Potencia [MW año]	Cantidad de Potencia Eficiente adquirida [MW año]
SIN	39,374.44	36,944.29	2,430.15
BCA	2,430.46	2,347.24	83.21
BCS	551.18	448.30	102.88

Cuadro 7.13. Ofertas de Compra – Venta y Cantidad de Potencia Eficiente adquirida

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Zona de Potencia	Precio de Cierre de Potencia [Pesos/MW-año]	Precio Neto de Potencia [Pesos/MW-año]	Precio unitario para el Cargo por el Aseguramiento de Potencia [Pesos/MW-año]
SIN	2,644,706.992	1,207,324.428	1,207,324.428
BCA	2,885,007.073	2,507,456.354	2,507,456.354
BCS	1,910,548.490	1,240,145.664	1,240,145.664

Cuadro 7.14. Precios de Cierre, Neto y Unitario

Donde la Potencia total a liquidarse correspondió a:

Zona de Potencia	Monto total a liquidarse por Potencia [Pesos]
SIN	47,537,724,820
BCA	6,094,262,340
BCS	683,549,687

Cuadro 7.15. Monto a liquidarse por Potencia

VII.3.2 Mercado para el Balance de Potencia 2017

El 25 de octubre del 2017 inician las primeras publicaciones sobre el Mercado para el Balance de Potencia 2018 correspondiente al año de producción 2017. Continuando a lo largo de los meses de noviembre y diciembre de 2017, entre los documentos publicados en este periodo se encuentran:

- La Disponibilidad de Entrega Física
- 100 Horas Críticas
- Potencia Anual Acreditada,
- Capacidad Demandada
- Precio Máximo de la Potencia
- Tecnología de Generación de Referencia

En cumplimiento a las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista y al manual respectivo, el 28 de febrero de 2018 se ejecutó el Mercado para el Balance de Potencia con base en los siguientes datos:

Las Horas Críticas identificadas para el Mercado para el Balance de Potencia 2018, se basaron en las 100 Horas de mayor demanda de energía durante el año de producción 2017 para cada Zona de Potencia, identificando como primer y último día de cálculo los siguientes:

Zona de Potencia	Primer día	Último día
	de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas	
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	09/mayo/2017	04/octubre/2017
Sistema Interconectado Baja California (BCA)	06/junio/2017	14/septiembre/2017
Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)	20/junio/2017	11/noviembre/17

Cuadro 7.16. Fechas utilizadas para el cálculo de las 100 Horas Críticas

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Las Horas Críticas identificadas para el Mercado para el Balance de Potencia indican las horas representativas del año de producción, en las cuales se calcula la acreditación y los requisitos de Potencia correspondientes. A continuación, se muestra el rango de fechas en las que ocurrieron las 100 Horas Críticas.

VALOR / FECHAS	BCS	BCA	SIN
	20-JUL AL 19-OCT	20-JUN AL 06-SEP	17-MAY AL 24-AGO
MÁXIMO	469.203 MW	2,622.317 MW	42,421.115 MW
MÍNIMO	430.700 MW	2,443.867 MW	40,385.887 MW
PROMEDIO	439.969 MW	2,495.872 MW	40,905.186 MW

Cuadro 7.17. 100 Horas Críticas identificadas del Mercado para el Balance de Potencia 2017

La Capacidad Entregada fue la siguiente:

Zona de Potencia	Capacidad Entregada (MW)
SIN	45,340.723
BCA	2,812.708
BCS	556.526

Cuadro 7.18. Capacidad entregada en el Mercado para el Balance de Potencia 2017

Con base a los valores de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente establecidos en la política de Confiabilidad de la SENER, se calcula el Requisito Anual de Potencia y el Requisito Anual de Potencia Eficiente.

Zona de Potencia	Reserva de Planeación Mínima	Reserva de Planeación Eficiente
SIN	7.7%	15.3%
BCA	2.2%	10.0%
BCS	13.8%	32.7%

Cuadro 7.19. Requisito Anual de Potencia y el Requisito Anual de Potencia Eficiente en el Mercado para el Balance de Potencia 2017

Los valores totales de la Capacidad Demandada, el Requisito Anual de Potencia y el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente, por Zona de Potencia para el año de producción 2017 fueron:

Zona de Potencia	Capacidad Demandada (MW)	Requisito Anual de Potencia (MW)	Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente (MW)
SIN	40,991.966	44,148.348	47,263.737
BCA	2473.279	2527.691	2720.607
BCS	425.582	484.312	564.747

Cuadro 7.20. Capacidad Demandada, el Requisito Anual de Potencia y el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente, por Zona de Potencia para el año de producción 2017

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

La Tecnología Generación Referencia seleccionada, en cada una de las Zonas de Potencia y empleadas en el Mercado para el Balance de Potencia 2018, fueron las siguientes:

Zona de Potencia	Tipo de Tecnología	Capacidad (MW)	Costos Fijos Nivelados Pesos/MW-año (USD/MW-año)	IMTGR Pesos/MW-año (USD/MW-año)
SIN	Turbo gas Industrial Gas	191.6	1,968,449.20 (102,623.88)	2,473,357.24 (135,093.92)
BCA	Turbo gas Industrial Gas	191.6	1,605,831.16 (83,719.01)	245,737.47 (13,460.15)
BCS	Turbo gas Aeroderivada Diesel	42.3	2,666,877.19 (139,035.99)	184,213.52 (9,953.76)

Cuadro 7.21. Tecnología Generación Referencia seleccionada, en cada una de las Zonas de Potencia y empleadas en el Mercado para el Balance de Potencia 2018

El Precio Máximo de Potencia se calcula a partir del Precio de Cierre Estimado, calculado de las Curvas de Oferta y Demanda de Potencia Estimadas, y de los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia, los precios resultantes fueron los siguientes.

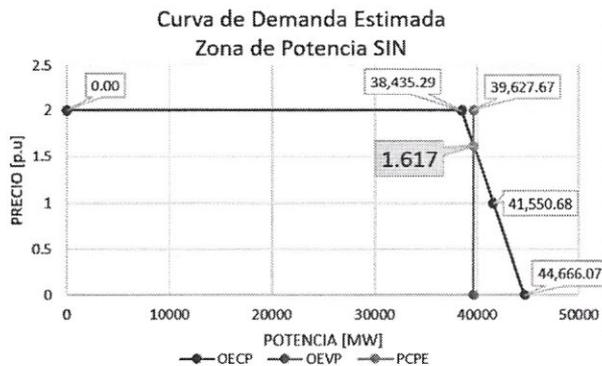


Imagen 7.7. Curva estimada de Demanda, Zona de Potencia SIN

Precio Máximo de Potencia:
 $PM = 1.617 * CFTGR - IMTGR$
 $= 709,625.116 \text{ Pesos / MW-año}$

Donde:
 CFTGR son los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia.
 IMTGR son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

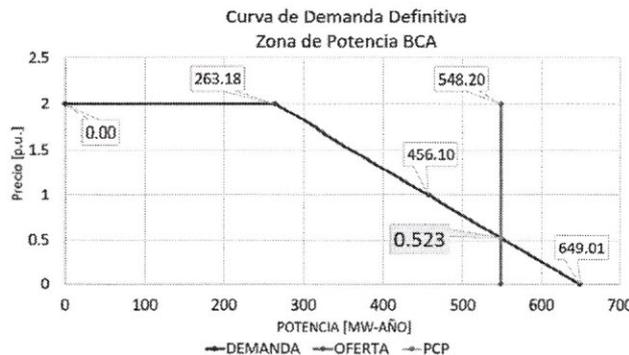
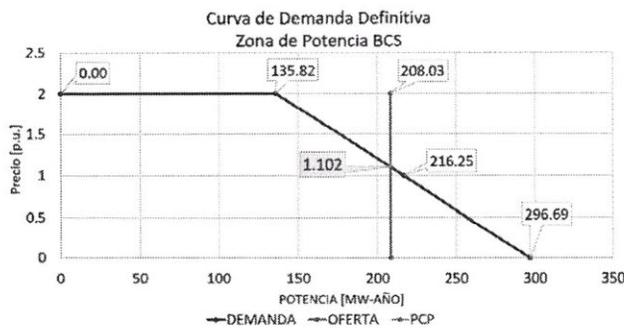


Imagen 7.8. Curva estimada de Demanda, Zona de Potencia BCA

Precio Máximo de Potencia:
 $PM = 0.523 * CFTGR - IMTGR$
 $= 594,112.227 \text{ Pesos / MW-año}$

Donde:
 CFTGR son los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia.
 IMTGR son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Precio Máximo de Potencia:

$$PM = 1.102 * CFTGR - IMTGR$$

$$= 2,754,685.14 \text{ Pesos / MW-año}$$

Donde:

CFTGR son los Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia.

IMTGR son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Imagen 7.9. Curva estimada de Demanda, Zona de Potencia BCS

Zona de Potencia	Precio de Cierre de Potencia Estimado (Pesos/MW-año)	Precio Máximo de Potencia (Pesos/MW-año)
SIN	3,182,928.356	709,625.116
BCA	839,849.697	594,112.227
BCS	2,938,898.663	2,754,685.14

Cuadro 7.22. Precio de Cierre y Precio Máximo para el Mercado para el Balance de Potencia 2017

De acuerdo con el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, los participantes pueden registrar las Transacciones Bilaterales de Potencia ante el CENACE desde siete y hasta un día antes de la ejecución del mismo. Las Transacciones Bilaterales de Potencia es la herramienta mediante la cual se transfiere la titularidad y obligaciones asociadas con una cantidad determinada de Potencia en una Zona de Potencia.

Los montos totales de las Transacciones Bilaterales de Potencia registradas ante el CENACE del 21 al 27 de febrero de 2018, fueron los siguientes:

Zona de Potencia	Monto total de las Transacciones Bilaterales de Potencia (MW)
SIN	33,125.08
BCA	2,211.83
BCS	357.96

Cuadro 7.23. Transacciones Bilaterales de Potencia

Debido a que fue cubierto el Monto Garantizado de Pago de todos los Participantes del Mercado, entonces los valores de las Obligaciones Netas de Potencia, las Ofertas de Compra y las Ofertas de Venta son los siguientes:

Zona de Potencia	Obligación Neta de Potencia (MW)	Oferta de Compra de Potencia (MW)	Oferta de Venta de Potencia (MW)
SIN	5,381.84	5,381.84	6,574.21

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

BCA	263.18	263.18	548.20
BCS	135.82	135.82	208.03

Cuadro 7.24. Obligaciones Netas, las Ofertas de Compra y de Venta de Potencia

Donde la Potencia total liquidada fue de:

Zona de Potencia	Monto total de la Potencia liquidada (Pesos)
SIN	4,665,228,037.08
BCA	325,689,828.82
BCS	573,063,899.32

Cuadro 7.25. Potencia Liquidada

Las actividades realizadas se encuentran documentadas en tres procedimientos empleados en el Mercado para el Balance de Potencia, que corresponden a cada una de las etapas mencionadas en el Manual de Practicas del Mercado correspondiente (Preparación, Realización o Ejecución y Liquidación). Acorde a los procedimientos para cada una de las etapas, se realizan diversos cálculos, utilizando los insumos provenientes de otras áreas del CENACE.

El departamento del mercado para el Balance consta de 5 elementos, los cuales además de realizar el mercado antes mencionado, realizan la Subasta de Mediano Plazo.

VII.4 Subastas de Mediano Plazo

Para garantizar las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el 8 de septiembre de 2015 se publican las Bases del Mercado Eléctrico en el Diario Oficial de la Federación, las cuales contienen los principios del diseño y operación del MEM, incluyendo las Subastas de Mediano Plazo (SMP). En este sentido el 12 de junio de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual de Subastas de Mediano Plazo, el cual tiene por objeto desarrollar con mayor detalle el contenido de la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico en lo referente a las Subastas de Mediano Plazo, así como establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Mediano Plazo.

En términos del Manual de Subasta de Mediano Plazo, la Subasta de Mediano Plazo tiene como propósito adquirir con anticipación la Potencia y Energía que será consumida por los Usuarios de Suministro Básico, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo (3 años). Lo anterior, sin perjuicio de que las otras Entidades Responsable de Carga y los Generadores participen en dichas subastas con otros objetivos.

Para efecto de llevar a cabo la Subasta de Mediano Plazo, se consideraron las disposiciones generales contenidas en las Bases del Mercado Eléctrico, las disposiciones operativas contenidas en el Manual de Subastas de Mediano Plazo y las reglas bajo las cuales se efectuará la subasta contenida en las Bases de Licitación de la Subasta de Mediano Plazo y su Convocatoria, estas últimas autorizadas por la SENER o por la CRE mediante el siguiente procedimiento:

- El CENACE elabora una versión preliminar de la Convocatoria y de las Bases de Licitación y las remite a la SENER o a la CRE, según corresponda;

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- La SENER o CRE emite comentarios sobre la versión preliminar de la Convocatoria y las Bases de Licitación;
- El CENACE en caso correspondiente incorpora los comentarios y envía la nueva versión a la SENER o CRE;
- La SENER o CRE autoriza la nueva versión de la Convocatoria y las Bases de Licitación.

VII.4.1 Subasta de Mediano Plazo de 2017

La Convocatoria de la SMP-1/2017 publicada el 15 de agosto de 2017 en la página web del CENACE, es el mecanismo mediante el cual se realiza la invitación para participar en la Subasta en cualquiera de las modalidades especificadas en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017. Desde este momento inició la participación por parte de los interesados al procedimiento de la subasta comenzando el siguiente proceso:

1) Publicación de Datos Pre-Subasta

El 22 de agosto de 2017 en la página web del CENACE se publicaron los Datos Pre-Subasta, con el fin de dar a conocer los datos existentes del consumo histórico del Sistemas Interconectados Nacional, Sistema Baja California y Sistema Baja California Sur por hora y por Zona de Carga Agrupada.

2) Publicación de la lista de personas impedidas para participar en la Subasta

El 22 de agosto de 2017 en la página web del CENACE se publicaron las listas de personas impedidas para participar en la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017, con el fin de evitar que participe en la Subasta algún interesado, Vendedor Potencial y Comprador Potencial que haya sido contratado o remunerado de forma directa o indirecta en la elaboración del Manual o Bases de Licitación de la subasta, y con esto evitar algún Conflictos de Interés.

3) Bases de Licitación preliminares.

El 29 de agosto de 2017 se emite la versión preliminar de las Bases de Licitación de la SMP-1/2017 en el sitio web del CENACE, de conformidad con la Convocatoria de la SMP-1/2017, con el propósito de regular las reglas bajo las cuales se podrá efectuar la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017.

4) Periodo de Pagos

El 30 de agosto de 2017 se abrió el periodo de Pagos en el Sistema de Administración de Subastas (SAS) para que el interesado en participar en la subasta se suscribiera mediante el pago de la Cuota de Inscripción dándole derecho a participar en la junta de aclaraciones y a su vez solicitar el pago de Solicitud de Registro de Comprador Potencial o la Solicitud de Precalificación de Oferta de Venta, estos últimos pagos aplican solo si el interesado no es Participante de Mercado al momento de hacer su Oferta de Compra u Oferta de Venta respectivamente.

5) Versión preliminar de los Modelos de Contrato.

El 12 de septiembre de 2017 se publicó la versión preliminar de los Modelos de Contrato en el sitio web del CENACE, de conformidad con la Convocatoria de la SMP-1/2017, con el propósito de asignar Contratos de Cobertura Eléctrica a los ganadores de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017.

6) Junta de aclaraciones

Del 18 de septiembre de 2017 al 9 de octubre de 2017 se abrió el periodo de la junta de aclaraciones en el SAS solo para los interesados que pagaron la cuota de inscripción, con el objeto de recibir y

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

responder las preguntas o solicitudes de aclaración que tengan los interesados de la subasta, relacionadas exclusivamente con el contenido de las Bases de Licitación y los Modelos de Contratos, teniendo como resultado una participación de 5 interesados con un total de 59 preguntas de las cuales se desprenden 33 relacionadas con las Bases de Licitación y 26 relacionadas con los Modelos de Contratos, a su vez se obtuvo un total de cinco Regpreguntas de las cuales cuatro son relacionadas con las Bases de Licitación y una con los Modelos de Contrato (Imagen 7.10).

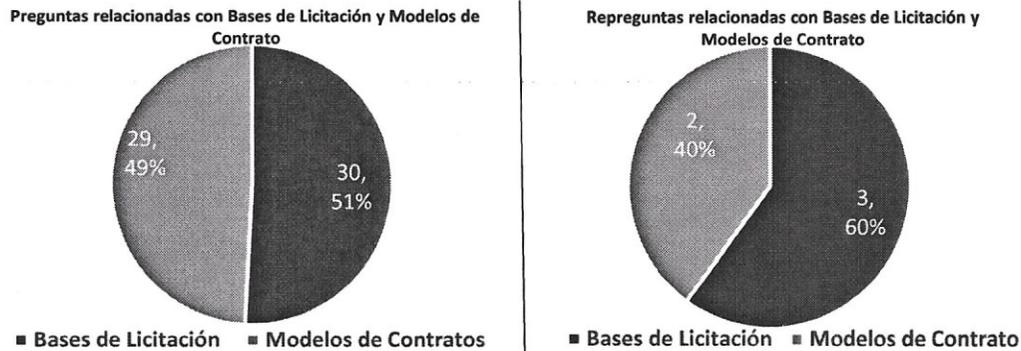


Imagen 7.10. Preguntas y Regpreguntas relacionadas con las Bases de la Licitación y Modelos de Contratos

7) Bases de Licitación finales

Como resultado de la junta de aclaraciones las Bases de Licitación preliminares fueron adecuadas y publicadas el 25 de octubre de 2017 como la versión final de las Bases de Licitación de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017 en el sitio web del CENACE, de conformidad con la Convocatoria de la SMP-1/2017, con el propósito de regular el procedimiento al que se sujetó la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017.

8) Oferta de Compra.

Presentación de la solicitud de registro como Comprador Potencial

Derivado del interés que se obtuvo por participar en la subasta, en el periodo del 2 al 3 de noviembre de 2017 el Suministradores de Servicios Básicos (SSB) y las demás Entidades Responsables de Carga que no son Suministradores de Servicios Básicos presentaron la Solicitud de Registro como Comprador Potencial en el SAS, la cual consiste en acreditar que ha realizado el pago de la cuota de inscripción, que es Participante de Mercado al momento de realizar su Oferta de Compra o que realizó el pago de Registro como Comprador Potencial y que cuenta con suficiente capacidad legal para honrar la o las Ofertas de Compra, con el objeto de cumplir con los requisitos y condiciones que se establecieron en las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Subastas de Mediano Plazo y las Bases de Licitación de la SMP-1/2017.

Evaluación por parte del CENACE a la solicitud de registro como Comprador Potencial.

En seguimiento al proceso, en el periodo del 6 al 28 de noviembre de 2017 el CENACE evaluó las solicitudes de registro como Comprador Potencial (documentación que debe acreditar el comprador potencial descrita en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017), teniendo como resultados la participación de 6 Compradores Potenciales que solicitaron y acreditaron su evaluación de registro como Comprador Potencial, los cuales fueron; CFE Suministrador de Servicios Básicos Empresa Productiva Subsidiaria, ENEL Energía S.A. de C.V., Iberdrola Clientes, S.A. de C.V., Vitól Electricidad

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

de México S. de R.L. de C.V., Orden Cardinal, S.A.P.I. de C.V. y Avant Energy Suministro, S. de R.L. de C.V.

Presentación de las Ofertas de Compras

En el periodo del 21 al 22 de diciembre de 2017, solo 4 Compradores Potenciales de los 6 que acreditaron su evaluación de registro como Comprador Potencial presentaron al CENACE la oferta de compra, la cual consiste en ofertar comprar los productos de Potencia y/o Energía con los siguientes parámetros;

- a) Cantidad de potencia o porcentaje de carga a contratar,
- b) Zona de Potencia o Zona de Carga y Bloque de Carga a contratar,
- c) Año a contratar
- d) Precio indicativo que está dispuesto a pagar por MW-año de Potencia o por MWh de energía.

Con el objeto de cumplir con los requisitos y condiciones que se establecieron en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, cabe hacer mención que los 4 Compradores que presentaron Ofertas de Compra; Vitol Electricidad de México S. de R.L. de C.V. con 28 Ofertas de Compra de Energía y 4 Ofertas de Compra de Potencia, CFE Suministrador de Servicios Básicos Empresa Productiva Subsidiaria con 5 Ofertas de Compra de Energía y 4 Ofertas de Compra de Potencia, ENEL Energía S.A. de C.V. con 8 Ofertas de Compra de Energía y 2 Ofertas de Compra de Potencia y por último Iberdrola Clientes, S.A. de C.V. con 6 Ofertas de Energía y 3 Ofertas de Compra de Potencia (Imagen 7.11).

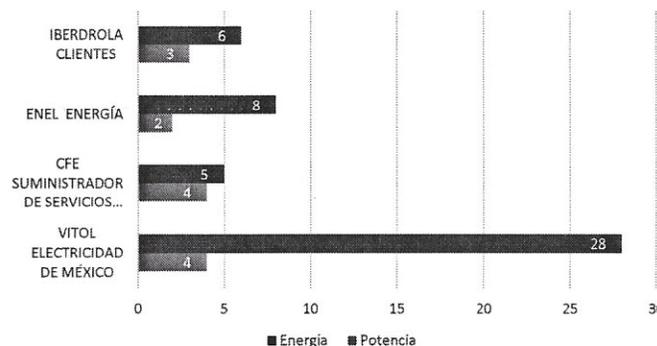


Imagen 7.11. Ofertas de Compra presentadas a CENACE en la SMP-1/2017

Entrega de garantías de seriedad para las Ofertas de Compra

Para garantizar el cumplimiento de las ofertas de compra presentadas a CENACE, en el periodo del 2 de noviembre de 2017 al 2 de enero de 2018 los Compradores Potenciales presentaron las Garantías de Seriedad para las Ofertas de Compra, dichas Garantías son otorgadas a través de cartas de crédito incondicional e irrevocable emitida en favor del CENACE conforme al formato previsto en las Bases de Licitación y expedidas por instituciones bancarias integrantes del Sistema Bancario Mexicano, haciendo notar que cada comprador potencial (solamente Entidades Responsables de Carga que no son Suministradores de Servicios Básicos están obligadas a presentar Garantías) respaldó cada una

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

de sus ofertas de compra presentadas ante CENACE mediante sus Garantías de Seriedad emitidas a favor de CENACE.

Evaluación por parte del CENACE de las Ofertas de Compra

En el periodo del 2 al 5 de enero de 2018 el CENACE evaluó las Ofertas de Compra presentadas con productos de Potencia y Energía, la evaluación consistió en acreditar las Ofertas de Compra mediante los parámetros técnicos que deben cumplir dichas ofertas los cuales se describen en el párrafo anterior y están comprendidos en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, obteniendo un total de 60 Ofertas de Compra evaluadas tanto Ofertas de Compra de Potencia como Ofertas de Compra de Energía.

Publicación de la cantidad, precios y parámetros de las Ofertas de Compra aceptadas.

Para finalizar la etapa de Oferta de Compra, el 9 de enero de 2018 el CENACE publicó la cantidad, precios y parámetros de las Ofertas de Compra aceptadas de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017 en el sitio web del CENACE, de conformidad con las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, teniendo como resultado un total de 60 Ofertas de Compra aceptadas de donde el 78% de las ofertas de compra fueron de energía y el 22% de Potencia (Imagen 7.12).



Imagen 7.12. Ofertas de Compra aceptadas y publicadas por CENACE en la SMP-1/2017

9) Oferta de Venta.

Presentación de la solicitud de Precalificación de Ofertas de Venta

En el periodo del 22 al 23 de enero de 2018 los Participantes presentaron la Solicitud de Precalificación de Ofertas de Venta en el SAS, la cual consiste en acreditar que ha realizado el pago de la cuota de inscripción, que es Participante de Mercado al momento de realizar su Oferta de Venta y que cuenta con suficiente capacidad legal, técnica y/o financiera para honrar la o las Ofertas de Venta que presentó, con el objeto de cumplir con los requisitos y condiciones que se establecieron en las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Subastas de Mediano Plazo y las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, cabe hacer mención que Vitol Electricidad de México S. de R.L. de C.V. presentó 5 Ofertas de Venta de Energía, CFE Generación VI Empresa Productiva Subsidiaria presentó 3 Ofertas de Venta de Potencia, Energía Azteca X, S.A. de C.V. presentó 1 Ofertas de Venta de Energía y 1 Ofertas de Venta de Potencia y por último GPG Energía México, S.A. de C.V. presento 2 Ofertas de Potencia (Imagen 7.13).

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

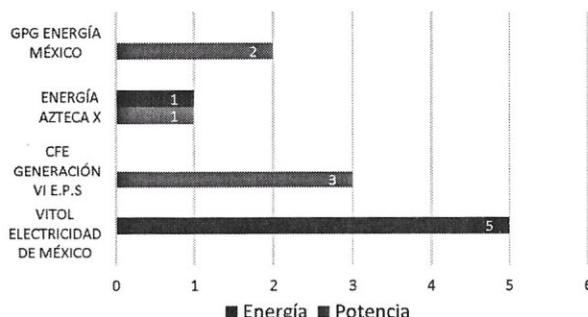


Imagen 7.13. Ofertas de Venta presentadas a CENACE en la SMP-1/2017
Entrega de garantías de seriedad por parte de los Vendedores Potenciales

Para garantizar el cumplimiento de las Ofertas de Venta presentadas a CENACE, en el periodo del 22 de enero de 2018 al 7 de febrero de 2018 los Vendedores Potenciales presentaron las Garantías de Seriedad para garantizar las Ofertas de Venta conforme lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, las disposiciones operativas contenidas en el Manual de Subastas de Mediano Plazo y las reglas bajo las cuales se efectúa la subasta contenidas en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, dichas Garantías son otorgadas a través de cartas de crédito incondicional e irrevocable emitida en favor del CENACE conforme al formato previsto en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017 y expedidas por instituciones bancarias integrantes del Sistema Bancario Mexicano, vale hacer notar que en la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017, CFE Generación VI Empresa Productiva Subsidiaria no presentó el monto para garantizar el total de las Ofertas de Venta presentadas en la precalificación y por tal motivo de las tres Ofertas de Venta de Potencia que presento solo se emitió la Constancia de Precalificación para una Oferta de Venta de Potencia que respaldó dicha Garantía de Seriedad.

Evaluación por parte del CENACE a las solicitudes de Precalificación de Ofertas de Venta.

En seguimiento al proceso, en el periodo del 22 de enero de 2018 al 9 de febrero de 2018 el CENACE evaluó las solicitudes de Precalificación de Ofertas de Venta (acreditación de capacidad legal, técnica y/o financiera para honrar la o las ofertas de venta presentadas a CENACE, dichas capacidades se encuentran descritas en las Bases de Licitación de la SMP-1/2017), teniendo como resultados la participación de Vitol Electricidad de México S. de R.L. de C.V., CFE Generación VI Empresa Productiva Subsidiaria, Energía Azteca X, S.A. de C.V. y por último GPG Energía México, S.A. de C.V., que solicitaron y acreditaron su evaluación de Precalificación de Ofertas de Venta obteniendo una Constancia de Precalificación en el periodo del 10 al 12 de febrero de 2018 para cada Oferta de Venta presentada por cada Vendedor Potencial con excepción de dos Ofertas de Venta de Potencia de CFE Generación VI Empresa Productiva Subsidiaria que no fueron cubiertas por la Garantía de Seriedad Presentada a CENACE, cabe señalar que al momento de dicha evaluación, CFE Generación VI Empresa Productiva Subsidiaria, Energía Azteca X, S.A. de C.V. y GPG Energía México, S.A. de C.V. eran Participantes de Mercado en la Modalidad de Generador y Vitol Electricidad de México S. de R.L. de C.V. era Participante de Mercado en la Modalidad de Comercializador No Suministrador.

Publicación del Identificador de quienes cuentan con Constancias de Precalificación

Para finalizar la primera etapa de la Oferta de Venta, el 13 de febrero de 2018 el CENACE publicó el Identificador de los Vendedores Potenciales que cuentan con Constancias de Precalificación de la SMP-1/2017 en el sitio web del CENACE, de conformidad con las Bases de Licitación de la SMP-

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

1/2017, teniendo como resultado un total de 10 Ofertas de Venta con Constancias de Precalificación y 2 Ofertas de Venta de Potencia desechadas por no ser cubiertas por su Garantía de Seriedad. (Imagen 7.14).

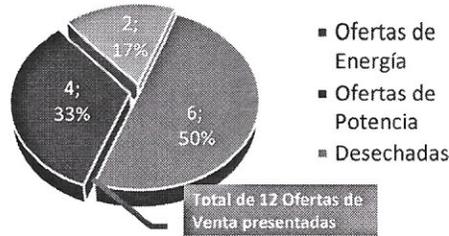


Imagen 7.14. Ofertas de Venta con Constancia de Precalificación y desechadas en la SMP-1/2017

10) Evaluación económica.

Presentación de los precios definitivos de las Ofertas de Compra

Para la etapa de Precio definitivo de la Oferta de Compra comprendida el 22 de febrero de 2018, de los 4 Compradores Potenciales que presentaron Ofertas de Compra solamente Vitol Electricidad de México S. de R.L. de C.V., CFE Suministrador de Servicios Básicos Empresa Productiva Subsidiaria y ENEL Energía S.A. de C.V., presentaron precios definitivos de las ofertas de compra, a través del SAS, esta etapa consiste en modificar o confirmar el precio que el Comprador Potencial había puesto para cada una de sus ofertas de compra en la etapa "Presentación de las Ofertas de Compra", con el fin de establecer un precio definitivo en sus Ofertas de Compra de conformidad con las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, haciendo notar que Iberdrola Clientes, S.A. de C.V. con 3 Ofertas de Compra de Potencia y 6 Ofertas de Compra de Energía no presentó Precios definitivos, lo cual significa que de un total de 60 Ofertas de Compra de Potencia y Energía aceptadas en la etapa "Presentación de las Ofertas de Compras" solo 10 Ofertas de Compra de Potencia y 41 Ofertas de Compra de Energía ingresaron al modelo de optimización de la subasta.

Recepción de la Oferta Económica de la Oferta de Venta.

Para la segunda etapa de la Oferta de Venta comprendida el 22 de febrero de 2018, Vitol Electricidad de México S. de R.L. de C.V. solo presentó Oferta Económica para tres de sus Ofertas de Venta de Energía, CFE Generación VI Empresa Productiva Subsidiaria presentó Oferta Económica para una Oferta de Venta, Energía Azteca X, S.A. de C.V. presentó Oferta Económica para sus dos Ofertas de Venta y GPG Energía México, S.A. de C.V. presentó la Oferta Económica para solo una de sus Ofertas de Venta, este proceso se realiza presentando la Oferta Económica a CENACE en el SAS. En esta etapa el Vendedor Potencial coloca el precio al cual desea vender cada una de las Ofertas de Venta que presentó a CENACE en la etapa "Presentación de la solicitud de Precalificación de Ofertas de Venta", con el fin de establecer una Oferta Económica en sus Ofertas de Venta de conformidad con las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, haciendo notar que de un total de 10 Ofertas de Venta que obtuvieron Constancia de Precalificación solo 1 Oferta de Venta de Potencia y 3 Ofertas de Venta de Energía no presentaron Oferta Económica.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Evaluación de la Oferta Económica de las Ofertas de Venta por parte de CENACE (Ejecución del modelo matemático)

Para finalizar el proceso, el 23 de febrero de 2018 el CENACE evaluó las ofertas económicas de las Ofertas de Venta mediante la ejecución del modelo matemático, en esta etapa todas las Ofertas de Compra y Ofertas de Venta presentadas en las etapas previas se evaluaron mediante la maximización del excedente económico total es decir, se maximizó la cantidad vendida de cada producto (Potencia y Energía) para cada Oferta de Compra multiplicada por el precio máximo de compra en dicha oferta, menos la cantidad comprada de cada producto (Potencia y Energía) a partir de cada Oferta de Venta multiplicada por el Precio mínimo de venta en dicha oferta, de conformidad con el Manual de Subastas de Mediano Plazo y las Bases de Licitación de la SMP-1/2017, con el fin de definir las Ofertas de Venta ganadoras y asignar los Contratos resultantes.

Como resultado de la ejecución del modelo matemático fue seleccionada una Oferta de Venta de Potencia en el Sistema Interconectado Nacional de 50 MW-año para satisfacer la Compra de Potencia de 50 MW-año en la misma Zona de Potencia (SIN).

11) Fallo y asignación de contratos.

Teniendo en cuenta los resultados de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017, el 5 de marzo del 2018 el CENACE publicó el Fallo de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017 en el sitio web de CENACE, en el que se definieron las Ofertas de Venta ganadoras y se asignaron los Contratos resultantes de las mismas, de conformidad con el Manual de Subastas de Mediano Plazo y las Bases de Licitación de la SMP-1/2017.

Para el producto de Potencia fueron adjudicados 50 MW-año a un precio del mercado de \$746,072.0019 pesos en el Sistema Interconectado Nacional para el año 2018, los cuales fueron ofertados por GPG Energía México, S. A. de C. V. y comprados por ENEL Energía, S. A. de C. V. En tanto, el producto de Potencia para el 2019 o 2020 no resultó adjudicado.

Asimismo, el producto de Energía no fue adjudicado para ninguno de los años disponibles de la Subasta.

De acuerdo a la reglamentación, para garantizar la transparencia y legalidad de los procesos, la Subasta de Mediano Plazo 1/2017 contó con la participación de un testigo social, el cual fue seleccionado por el CENACE mediante un proceso de licitación, de entre los inscritos en el padrón de testigos sociales a cargo de la Secretaría de la Función Pública, el cual participó en las etapas del procedimiento de la Subasta a partir de la publicación de las Bases de Licitación y al final de su participación emitió un testimonio final con sus observaciones y recomendaciones.

De igual forma, el CENACE contrató los servicios del Instituto Politécnico Nacional para realizar la validación del modelo matemático utilizado en la Subasta de Mediano Plazo 1/2017, el cual corroboró que los cálculos y resultados presentados por el CENACE en la evaluación económica fueron los correctos.

VII.4.2 Subasta de Mediano Plazo de 2018

Derivado de los comentarios realizados por los participantes y no participantes en la Subasta y a solicitud de SENER y de la CRE se inició un proceso de modificación a la reglamentación actual a través de los comités consultivos para incentivar la participación en la misma.

Aún se tiene pendiente la fecha de publicación de la convocatoria de la Subasta.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Las actividades realizadas se encuentran documentadas en los siguientes procedimientos; Procedimiento de invitación a participar en la Subasta de Mediano Plazo, Procedimiento de definición de Productos objeto de la Subasta de Mediano Plazo, Procedimiento de Precalificación de Ofertas de Venta, Procedimiento de recepción y evaluación de la Oferta Económica de las Ofertas de Venta y el Procedimiento de fallo y asignación de Contratos.

El departamento de Subastas de Mediano Plazo consta de 5 elementos, los cuales además de realizar las Subastas de Mediano Plazo, realizan el Mercado para el Balance de Potencia.

VII.5 Derechos Financieros de Transmisión

Los Derechos Financieros de Transmisión son coberturas financieras diseñadas para administrar y mitigar los riesgos de las componentes de congestión del Precio Marginal Local (PML) que pudieran sufrir las transacciones de energía de un Participante de Mercado (PM) entre dos nodos del sistema eléctrico en el Mercado de Día en Adelanto (MDA). Estas componentes de congestión generan cargos que deben cubrir los Participantes de Mercado por el uso de la red de transmisión y son producidas por las limitantes físicas de la red.

La base 13, de las Bases del Mercado, los definen como títulos financieros que otorgan el derecho y obligación de cobrar la diferencia de las componentes de congestión marginal en el MDA. Estos títulos financieros son de carácter obligatorio y se encuentran clasificados de acuerdo con la forma en que pueden ser adquiridos:

- a) Derechos Financieros de Transmisión Legados
- b) Derechos Financieros de Transmisión obtenidos por Subastas
- c) Derechos Financieros de Transmisión por Fondeo de la Red de Transmisión
- d) Derechos Financieros de Transmisión obtenidos a través de un Mercado Secundario

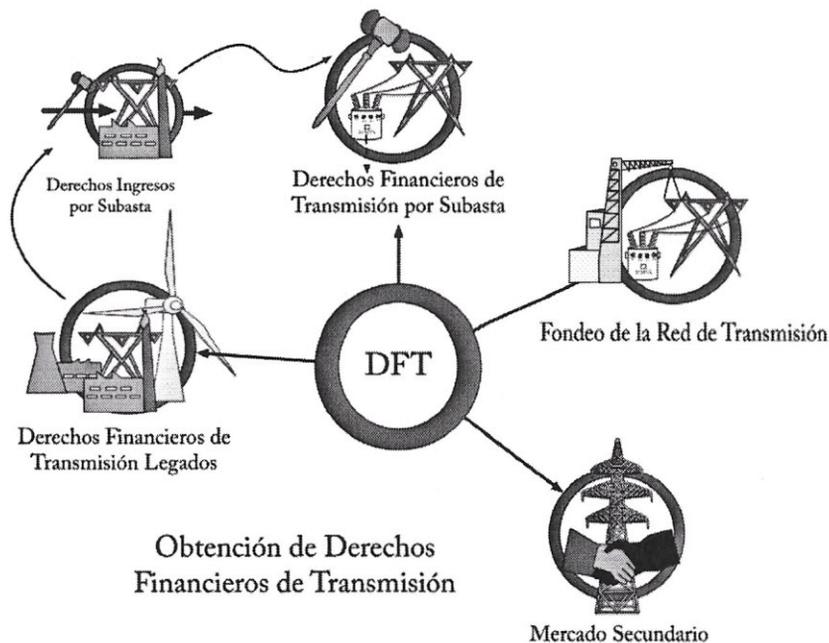


Imagen 7.15. Clasificación de los Derechos Financieros de Transmisión en el MEM

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

A continuación, se describen los detalles de cada uno de los procesos de operación, asignación y administración de los DFT Legados, Subastas de DFT y Fondo de la Transmisión en el Mercado Eléctrico Mayorista que el CENACE ha llevado a cabo.

VII.5.1 Derechos Financieros de Transmisión Legados

Los Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFTL) son un tipo especial de DFT creados a partir del uso histórico de la red nacional de transmisión. Los DFTL tienen como objetivo el permitir que se respeten las características de los contratos legados vigentes antes de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Los DFTL se otorgan al Suministrador de Servicio Básico CFE y al Generador de Intermediación, donde, este último es el responsable de representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a todos los titulares de Contratos de Interconexión Legados (CIL) que estuvieron y siguen en operación antes y después de la entrada de la LIE.

El 14 de septiembre de 2016 la Secretaría de Energía publica el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados en el DOF. Con la publicación de dicho Manual, el CENACE comienza con el proceso de asignación inicial, de este modo, el 23 de septiembre de 2016 publica en el Sistema de Información de Mercado la información preliminar del insumo del Uso Histórico de generación y consumo promedio para conocimiento y análisis de los Participantes de Mercado potenciales a recibir DFT Legados en la asignación inicial.

Posterior a la recepción de aclaraciones con respecto al insumo preliminar, el 30 de octubre de 2016, el CENACE publica el insumo final del Uso Histórico de generación y consumo promedio, con el cual se realizaría la asignación de Derechos Financieros de Transmisión. En la Imagen 7.15 se presenta la información de la generación histórica final por temporada para el SSB considerando a todas las Centrales Eléctricas registradas en 2014 y dentro del periodo 2016-2035.

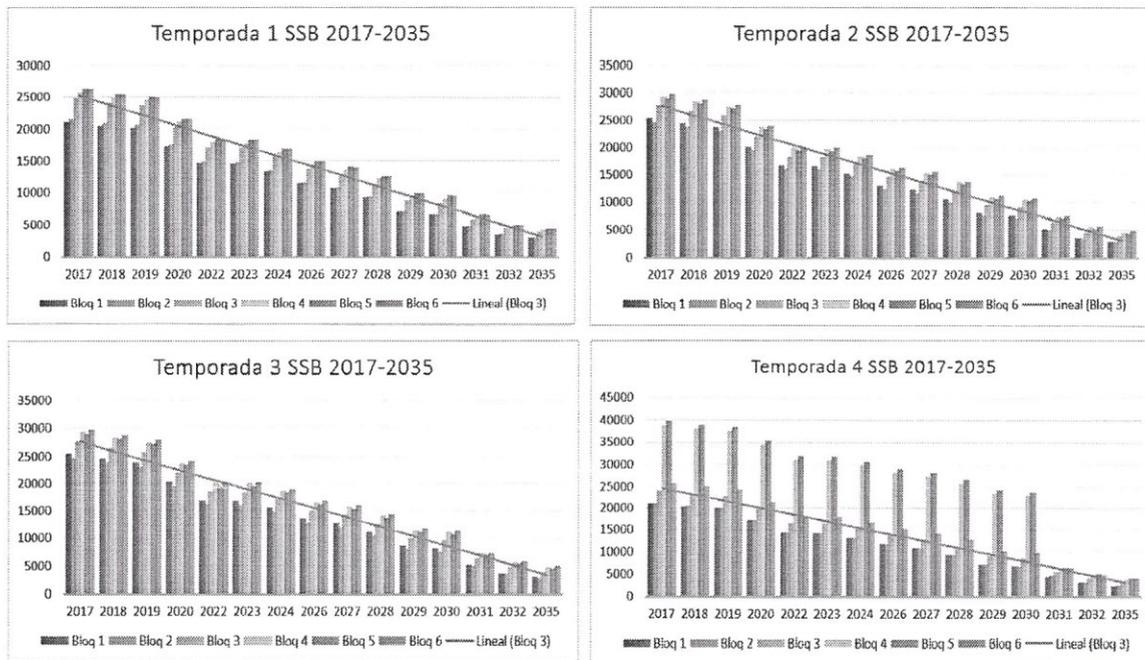


Imagen 7.16. Generación Histórica del 2016 para el SSB-CFE

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El proceso para la asignación inicial de los DFT Legados se describe con detalle en la siguiente Imagen:

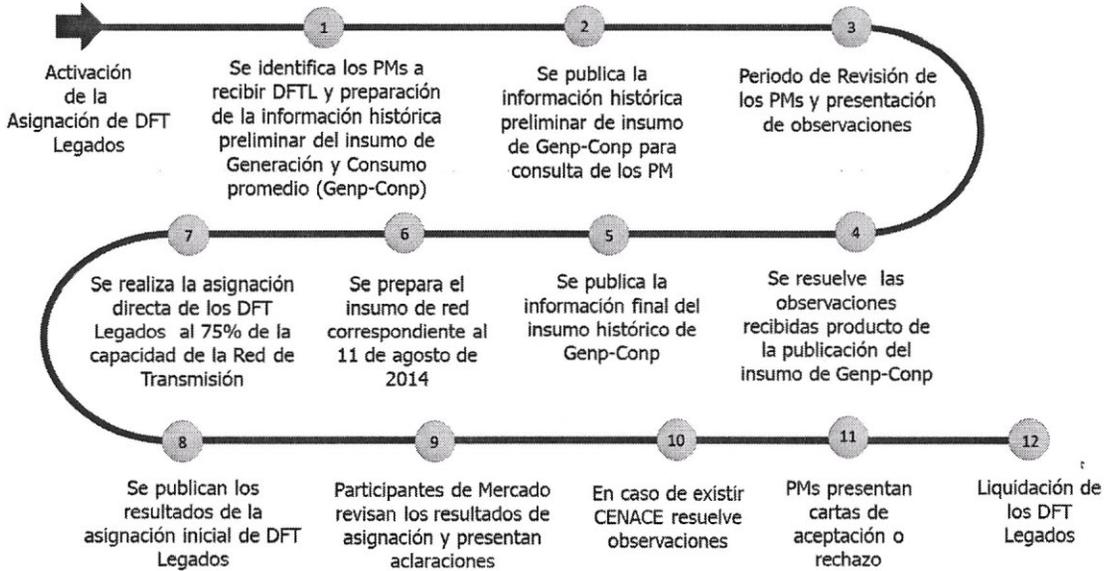


Imagen 7.17. Proceso de asignación inicial de Derechos Financieros de Transmisión Legados

Considerando lo anteriormente descrito, el 30 de noviembre de 2016 el CENACE realiza la primera asignación de DFT Legados al Suministrador de Servicios Básicos de CFE y al Generador de Intermediación. En dicha asignación al SSB se le otorgan DFT legados de acuerdo con todo el conjunto de Centrales de Generación existentes en el periodo del 12 de agosto de 2012 al 11 de agosto de 2014 sin discriminar alguna, esto debido a que no se contaba con la información de las vigencias de los Contratos Legados para las Centrales Eléctricas del Suministrador de Servicios Básico de CFE.

En consecuencia, a esto los DFT Legados asignados el 30 de noviembre de 2016 permanecieron fijos hasta el 30 de noviembre de 2017. En la Tabla 1 se puede observar los resultados totales de la asignación inicial para las 4 temporadas del 30 de noviembre de 2016 para el SSB y los 8 permisionarios CIL con mayor cantidad de DFT Legados asignados.

Titular	Temporada 1	Temporada 2	Temporada 3	Temporada 4	Total DFTL
SSB-CFE	147,025	167,964	167,861	148,189	631,039
06CDU	2164	2,248	2,112	2,050	8,574
06TEP	1,256	1,208	1,204	1,000	4,668
02CNX	1283	1,369	1,257	1,161	5,070
06TEG	1,221	1,204	1,322	1,188	4,935
06ACL	920	896	917	749	3,482
04LCG	498	512	532	508	2,050

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

03BAJ	318	446	465	289	1,518
02EUR	233	127	188	252	800
Total GI	9471	9,577	9,886	8650	37,584

Cuadro 7.26. Distribución de la Asignación de DFTL 2016

En la siguiente Imagen 7.18 se muestra el porcentaje de Derechos Financieros de Transmisión Legados otorgados a cada Participante de Mercado y el Porcentaje total de DFT Legados asignados en la asignación del 30 de noviembre de 2016.

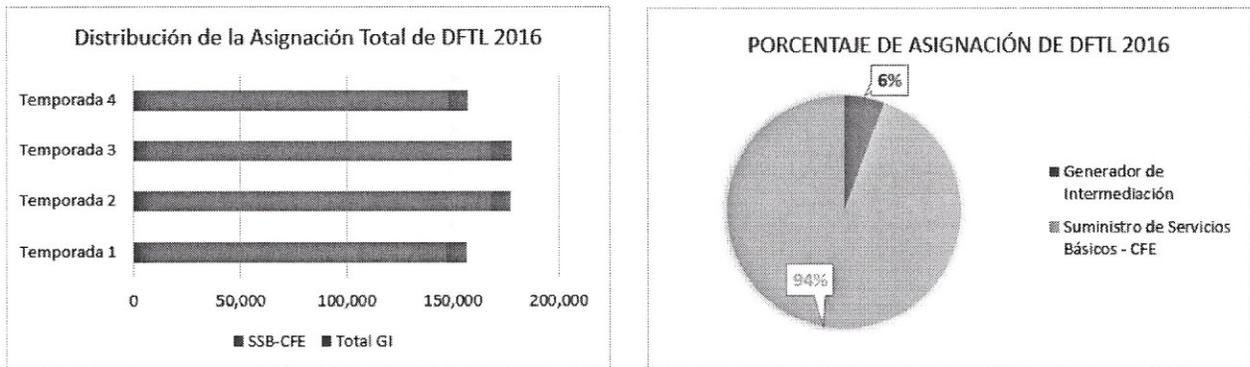


Imagen 7.18. Porcentaje promedio para las 4 temporadas de la Asignación inicial de DFT Legados 2016

VII.5.1.1 Cálculo de asignación Anual 2018 y recálculos mensuales de DFT Legados.

Con la publicación en el Diario Oficial de la Federación de los "Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación", se determinaron las vigencias de los contratos para las Centrales Eléctricas Legadas del SSB-CFE. En este sentido de las 159 Centrales Eléctricas para el Suministrador de Servicios Básicos que se consideraron en el cálculo de la asignación inicial de DFT Legados en 2016 solo el 67% recibió un Contrato Legado para el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Imagen 7.19 muestra el comparativo de las Centrales Eléctricas Legadas del SSB-CFE que recibieron un contrato, se observa además que de las 106 Centrales Eléctricas Legadas solo el 19% de estas tienen vigencia posterior al año 2035.

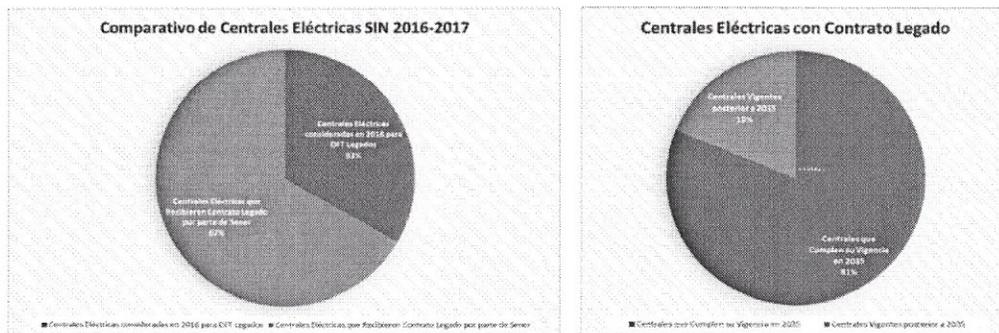


Imagen 7.19. Centrales eléctricas Legadas con contrato con el SSB-CFE 2016 vs 2017 en el SIN

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Para el Sistema Eléctrico Baja California se otorgaron al 82% de las centrales reportadas dentro del periodo del 12 de agosto de 2012 al 11 de agosto de 2014 un contrato con el Suministrador de Servicios Básicos. La Imagen 7.20 muestra el comparativo de las Centrales Eléctricas Legadas del SSB-CFE que recibieron un contrato, se observa además que el 18 % de estas tienen vigencia posterior al año 2035.



Imagen 7.20. Generación Histórica del 2016 para el SSB-CFE en el Sistema BCA

Por último, en la Imagen 7.21 se muestra el porcentaje de las Centrales Eléctricas Legadas del SSB-CFE que recibieron un Contrato Legado, se observa además que del total de estas centrales eléctricas el 100% cumple con su vigencia antes del año 2022.



Imagen 7.21. Generación Histórica del 2016 para el SSB-CFE en el Sistema BCS

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

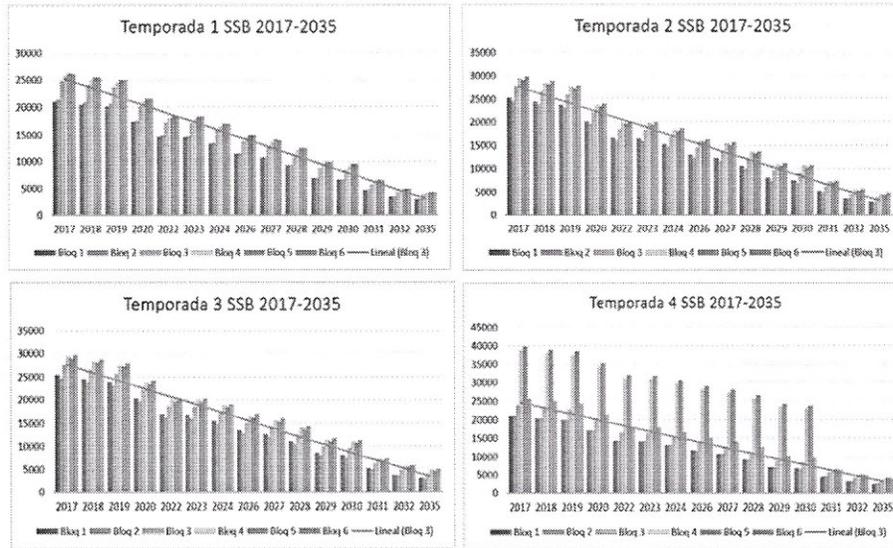


Imagen 7.22. Generación Histórica del 2017 para el SSB-CFE

A partir de la información de las vigencias de los contratos para las Centrales Eléctricas Legadas y la Información del insumo del Uso Histórico de Generación y Consumo promedio, se realizó la asignación anual de DFT Legados para el periodo de 2018 a 2035, el Cuadro 7.27 se muestra la asignación para el Suministrador de Servicios Básicos y los permisionarios CIL con mayor cantidad de DFT Legados Asignados.

Titular	Temporada 1	Temporada 2	Temporada 3	Temporada 4	Total
Suministrador De Servicios Básicos (CFE)	145,439	165,472	165,760	170,215	646,887
Iberdrola Energía Monterrey S.A. De C.V.	2,441	2,385	2,829	2,409	10,064
Termoeléctrica Peñoles S De R.L. De C.V.	1,371	1,444	2,864	1,428	7,108
Tractebel Energía De Monterrey, S. De R.L. De C.V.	1,087	1,961	1,937	1,091	6,076
Termoeléctrica Del Golfo S. De R.L. De C.V.	1,381	1,382	1,411	1,405	5,579
Pemex-Gpb Complejo Procesador De Gas Nuevo Pemex	1,312	1,402	1,314	1,317	5,344
México Generadora De Energía S. De R.L.	507	523	537	522	2,088
Energía Azteca Viii, S. De R.L. De C.V.	466	503	500	481	1,951

Cuadro 7.27 Distribución de la Asignación de DFTL 2017

A partir del 1 de diciembre de 2017, el CENACE comenzó con los recálculos mensuales de DFT Legados, los cuales son producto de las adiciones y/o retiros de Centros de Carga en cada uno de los convenios de Transmisión para los permisionarios CIL y para el Suministrador de Servicios Básicos. La Imagen 7.23 muestra las Zonas de Carga en donde se han presentado el mayor número de retiros de Centros de Carga para el SSB-CFE.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

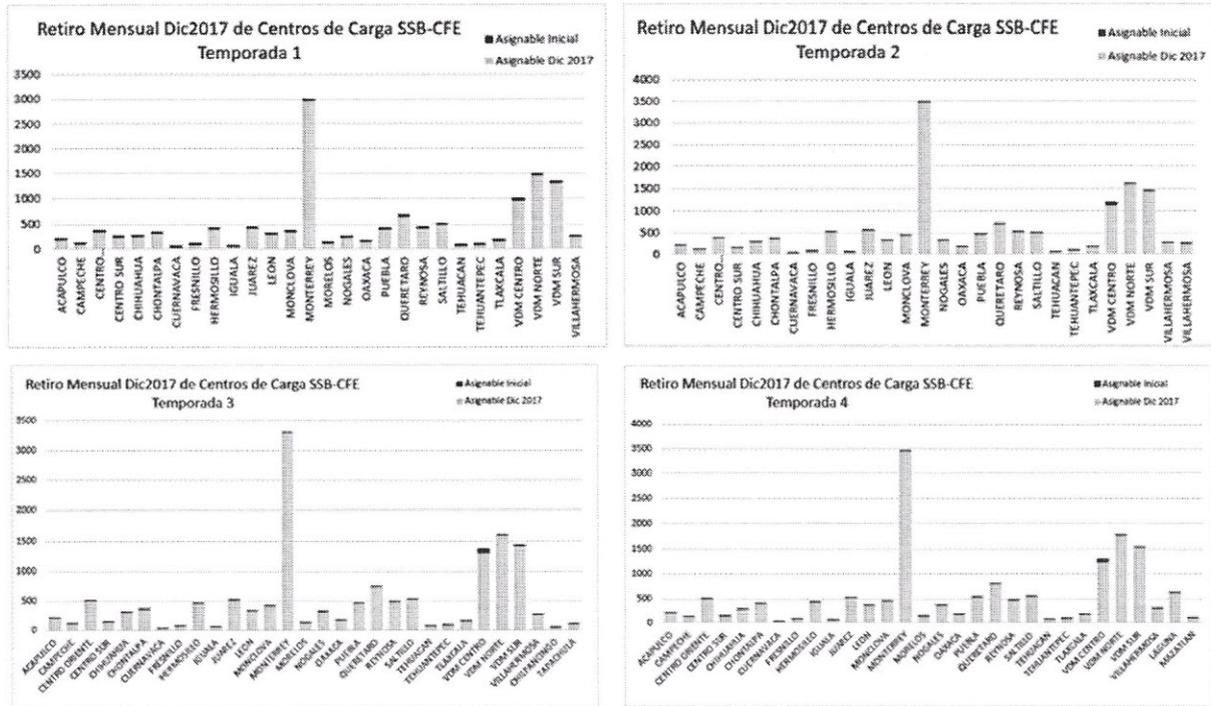


Imagen 7.23. Retiros de Centros de Carga del SSB en el mes de diciembre de 2017

VII.5.2 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión tiene por objetivo poner a disposición de los Participantes de Mercado el residual de la capacidad de transmisión posterior a la asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados para que puedan obtener coberturas financieras entre dos puntos del sistema uno de origen y uno de destino.

Con la publicación del Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión el 28 de julio de 2017 en el Diario Oficial de la Federación se pone a disposición de los interesados la normativa y procedimiento para la asignación de DFT a través del mecanismo de Subasta. En dicho documento se establece la implementación de las Subastas en dos etapas, las cuales se caracterizan en la asignación de acuerdo con diferentes plazos, en la siguiente tabla se observa un análisis general de las características de ambas etapas:

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'X' and several initials like 'V', 'G', 'A', 'J']

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Hito	Subastas de 1ra Etapa	Subastas de 2da Etapa
Periodo Anual	✓	✓
Periodo Mensual, Temporada, Anual y Trianual	X	✓
Modelo de Red por bloque horario (escenarios)	24	6, 6, 24 y 72
Derechos a Ingresos por Subasta	X	✓
Cálculo de la Garantía	✓	✓
Cálculo de las Liquidaciones	✓	Se considera la liquidación de los DIS en las subastas Anuales de plazo de 3 años
Proceso de Presentación de Ofertas	✓	✓
Capacidad de Transmisión en la Subasta	75%	75%
Ejecución de la PFSP	✓	✓
Ejecución de la PFSS	✓	✓
Transacciones Bilaterales	X	✓

Cuadro 7.28 Características generales de las etapas de implementación de las Subastas de DFT

Aunque se define en la primera etapa de Subastas de DFT plazos de asignación de carácter anual, en el capítulo 14 del Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se da la opción al CENACE de realizar subastas de plazos mensuales con el objetivo de incentivar la participación de los Participantes de Mercado. Dichas Subastas de DFT de plazos mensuales no dan comienzo a la segunda etapa, sino que su objeto es de carácter transitorio.

En el mismo Manual de Subastas de DFT se especifican los requerimientos necesarios que deben cumplir los Participantes de Mercado para tener participación en cada una de las Subastas de DFT que el CENACE opere. En la imagen siguiente se muestran cada una de las modalidades de participación en las que un PM puede ser acreedor a obtener DFT en las correspondientes Subastas:

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

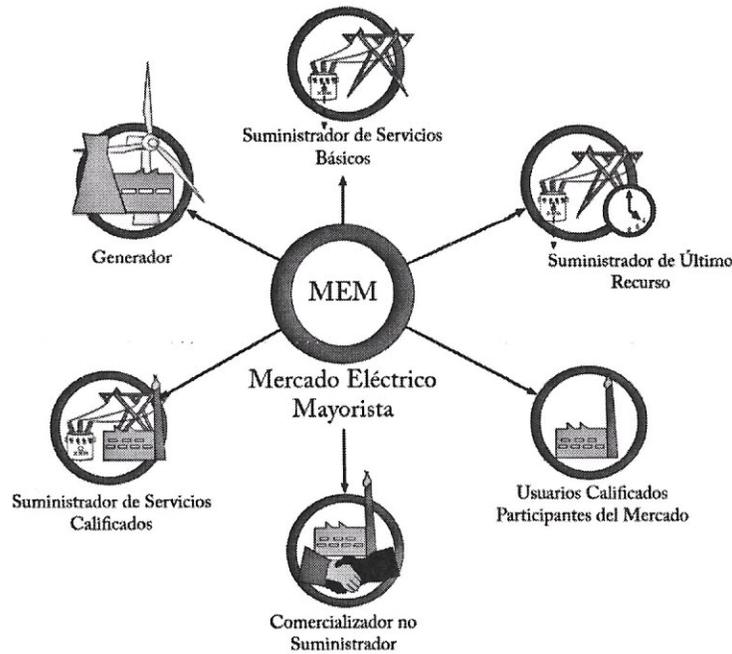


Imagen 7.24. Modalidad de participación definida para las Subastas de DFT en el MEM

Así mismo en el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se establece como requisito necesario a cumplir por los Participantes de Mercado interesados en obtener coberturas financieras la presentación de sus garantías extendidas de \$5,000,000.00 (cinco millones 00/100 M.N) y el cumplimiento de capacitación que el CENACE otorgará en cada una de las Subastas de DFT que opere. Al cumplir con estos requisitos podrá presentar sus ofertas económicas de acuerdo con el siguiente procedimiento:

CENACE	Participantes del Mercado
Publica convocatoria para participar en la Subasta de DFTs	Cumplen con el registro y con la capacitación
Preparativos de insumos para ejecución de la Subasta	Presentan garantías
Abre ventana de tiempo para presentar ofertas	Generan sus ofertas y presentan sus portafolios
Cierra periodo de ofertas y realiza la validación de las mismas	
Se ejecuta la Subasta	
Publicación de resultados de la Subasta de DFT	Revisan y presentan observaciones y aclaraciones del resultado de la asignación
Resolución de controversias	

Cuadro 7.29. Procedimiento operativo general de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Cada una de las ofertas presentadas por los participantes de mercado estarán sujetas a un procedimiento de validación (establecido en el Manual de Derechos Financieros de Transmisión en su capítulo 13) y al cumplir con este requerimiento son evaluadas por un algoritmo matemático llamado Prueba de Factibilidad de la Subasta. El proceso completo de evaluación y de ejecución se resume en el capítulo 12 del Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, el cual, propone dos pruebas una para la evaluación del inventario de DFT vigentes y la evaluación de las ofertas, lo anteriormente comentado se resume en la siguiente figura:

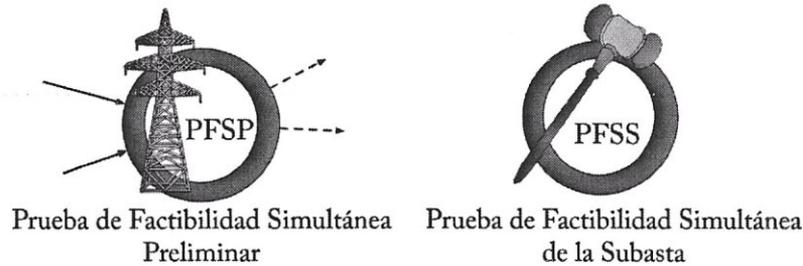


Imagen 7.25. Algoritmos de optimización para la ejecución de las Subastas de DFT.

Al término de la ejecución de las pruebas de factibilidad del algoritmo de optimización el CENACE publicará los resultados de acuerdo con lo establecido en el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

A partir de la fecha de publicación del Manual el CENACE inició con el servicio de adquisición para el software para la ejecución del mercado de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y desde esa fecha ha trabajado en la implementación de dicho mercado en su primera etapa, se espera que para el último trimestre del 2018, el CENACE publique la convocatoria para la primera Subasta de DFT, la cual, optará por ser de plazo mensual de acuerdo a lo estipulado en el capítulo 14 del Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

VII.6 Mercado de Corto Plazo

VII.6.1 Mercado de Día en Adelanto

EL CENACE tal como se hace referencia en las Bases de Mercado dio continuidad al Proceso de Ejecución del Mercado de Día en Adelanto, donde los Participantes del Mercado presentan Ofertas de Compra y/o de Venta de energía eléctrica y de Servicios Conexos a través del Sistema de Recepción de Ofertas.

Dichas Ofertas, en caso de resultar en una asignación, se convierten en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de los productos objeto de las mismas. Con base en las Ofertas, el CENACE lleva a cabo la Asignación y Despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto en los términos establecidos en el Manual de Mercado de Corto Plazo.

El Proceso de Ejecución del Mercado de Día en Adelanto consiste en dos Procedimientos:

- a) Procedimiento de ejecución del MDA; y
- b) Procedimiento de recepción de ofertas de compra y venta de energía.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.6.1.1 Recepción de ofertas de compra y venta de energía

El objetivo de la recepción de ofertas es Evaluar las ofertas de compra y venta de energía presentadas para el Mercado del Día en Adelanto, para satisfacer la demanda y los requerimientos de reserva para cada una de las etapas del horizonte de planeación obteniendo como resultado los Precios Marginales Locales, asignación y despacho de cada una de las unidades participantes del mercado con energía y/o servicios conexos, maximizando el beneficio social.

Como lo marcan las bases del mercado una vez recibidas las ofertas y cerrado el mercado a las 10:00 AM se inicia con el proceso de Evaluación de consistencia de oferta donde se evalúan las ofertas de acuerdo con los precios establecidos como referencia de combustibles para las Unidades de Centrales Eléctricas (UCE) y de los parámetros registrados ante la Unidad de Vigilancia del Mercado. Un ejemplo del resultado de dicha Evaluación.

Participante	Sistema	Unidad	RAZÓN DE RECHAZO			COMBUSTIBLE DE ARRANQUE				COMBUSTIBLE DE OPERACIÓN						
			Costos de Arranque		Oferta Incremental	Servicios Conexos		Principal	Mezcla C	Mezcla T	Mezcla F	Principal	Alterno	Mezcla 1	Mezcla 2	Mezcla 3
			Inconsistentes con Precios de Referencia													
EPS2	BCS	xxxxxx U01		SI			SI	SI	SI	1-24						
EPS2	BCS	xxxxxx U02	SI	SI	SI		SI	SI	SI	1-24						
EPS2	BCS	xxxxxx U03	SI	SI	SI		SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U04	SI				SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U05	SI	SI	SI		SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U06	SI				SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U07	SI	SI	SI		SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U08	SI	SI	SI		SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U09		SI			SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U10		SI			SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U11	SI				SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U12	SI				SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U13	SI				SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U14	SI				SI	SI	SI	1-24						
EPS2	SIN	xxxxxx U15		SI	SI		SI	SI	SI	1-24						

Cuadro 7.30. Ejemplo de resumen de Evaluación de Consistencia de Ofertas.

El CENACE tiene la capacidad de poder evaluar mezclas en los arranques de las ofertas de venta de energía, de igual manera en la oferta incremental es posible también evaluar horariamente con un combustible principal, alternativo o una mezcla. De acuerdo a los parámetros registrados ante la UVM y en el Catálogo de Mercado del CENACE.

VII.6.1.2 Ejecución del MDA

El inicio de la ejecución del MDA para los tres sistemas eléctricos se realizó de la siguiente manera:

- Para el Sistema Interconectado de Baja California con fecha de entrada en operación el 27 de enero de 2016.
- Para el Sistema Interconectado Nacional con fecha de entrada en operación el 29 de enero de 2016.
- Para el Sistema Baja California Sur con fecha de entrada en operación el 23 de marzo de 2016.

El CENACE participo en el desarrollo del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo donde se desarrolló a mayor detalle el contenido de las Bases 9 y 10 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los siguientes aspectos:

- a) Mercado de Energía de Corto Plazo;

[Handwritten signatures and initials in blue ink are present in the bottom right corner of the page.]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- b) Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo;
- c) Actividades previas al Mercado del Día en Adelanto;
- d) Proceso del Mercado del Día en Adelanto;
- e) Proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad;
- f) Proceso del Mercado de Tiempo Real;
- g) Monitoreo de Ofertas, y
- h) Uso del Sistema de Información del Mercado para el Mercado de Energía de Corto Plazo.

VII.6.1.3 Servicios Conexos

Los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista se clasifican en:

- Reservas de Regulación Secundaria;
- Reservas Rodantes;
- Reservas Operativas; y
- Reservas Suplementarias.

Adicional a los Servicios Conexos incluidos en el mercado, existen otros como:

- Reservas Reactivas (control de voltaje; la disponibilidad para inyectar o absorber potencia reactiva);
- Potencia Reactiva (soporte de voltaje; la inyección o absorción de potencia reactiva) y;
- Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, los cuales serán pagados bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE.

El CENACE calcula diariamente los requerimientos totales de los Servicios Conexos, así como la porción de los requerimientos totales que cada Participante del Mercado está obligado a obtener. Los requerimientos totales para las reservas incluidas en el mercado, toman en cuenta el riesgo de salidas no planeadas de Unidades de Centrales Eléctricas y elementos de la red de transmisión, la variabilidad y los errores de pronóstico de la generación intermitente y la variabilidad y los errores de los pronósticos de la carga. Los requerimientos totales y obligaciones de los Participantes del Mercado para obtener Reservas de Regulación Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias.

Dichas Zonas de Reserva se establecen por Sistema Interconectado, resultando para:

- a) Sistema Interconectado Nacional:
 - i. A partir del día de operación del 24 de mayo del 2018 se considerará una sola zona de reserva la cual será denominada SIN.
- b) Sistema Interconectado Baja California.
- c) Sistema Interconectado Baja California Sur.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.6.2 Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC)

Una vez que se cierra el Mercado del Día en Adelanto, el CENACE lleva a cabo la Asignación de Unidades Generadoras de Central Eléctrica por Confiabilidad, en la que se utiliza el modelo AUGC. Este modelo utiliza la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto tomando en cuenta los Pronósticos de Demanda preparados por el CENACE en lugar de Ofertas de Compra de las Entidades Responsables de Carga para MDA, el programa fijo de importaciones y exportaciones, así como los cambios en la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, entre otros.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR RESULTADOS AUGC DE LA GCR BAJA CALIFORNIA 2018																										
No.	UNIDAD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CONFIABILIDAD																										
1	XXXXXXXXXX-001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	XXXXXXXXXX-002	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	
3	XXXXXXXXXX-003	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	
4	XXXXXXXXXX-004	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	
5	XXXXXXXXXX-005	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	
6	XXXXXXXXXX-006	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	
7	XXXXXXXXXX-007	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	
8	XXXXXXXXXX-008	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	
TERMINAL CONVENCIONAL																										
1	XXXXXXXXXX-001	32.00	31.00	31.00	30.40	29.80	27.20	25.20	24.00	23.60	27.20	27.20	27.20	31.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	
2	XXXXXXXXXX-002	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	30.86	31.56	33.58	33.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	34.58	
3	XXXXXXXXXX-003	34.57	34.57	33.57	34.57	32.97	31.19	28.46	24.50	24.63	32.15	29.79	32.97	33.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	34.57	
TURBINA GAS																										
1	XXXXXXXXXX-001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
2	XXXXXXXXXX-002	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
3	XXXXXXXXXX-003	23.62	21.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.14	18.70	23.65	21.63	22.05	22.05	19.96	23.95	23.50	25.00	23.74	25.17	
4	XXXXXXXXXX-004	11.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.39	10.00	0.00	
5	XXXXXXXXXX-005	11.62	11.43	14.00	13.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	10.00	10.00	11.45	11.45	12.90	11.45	11.45	14.36	14.36	11.49	14.46	
6	XXXXXXXXXX-006	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.00	27.00	27.00	27.00	0.00	0.00	0.00	27.00	0.00	
ASIGNACIONES																										
1	XXXXXXXXXX-001	23.50	23.50	23.50	24.00	24.00	21.30	20.56	20.60	20.25	21.56	21.50	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.50	22.50	23.50	
2	XXXXXXXXXX-002	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	
3	XXXXXXXXXX-003	15.59	14.60	16.50	7.79	8.94	7.00	0.00	0.00	7.00	7.00	7.00	7.00	17.02	12.78	8.59	11.57	17.50	15.00	19.00	17.92	15.40	15.50	15.00	20.30	
4	XXXXXXXXXX-004	14.09	12.07	13.06	7.00	8.90	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	10.20	7.90	10.06	15.32	13.86	16.00	16.00	16.20	13.89	17.80	16.50	12.70	17.53
CIL																										
1	XXXXXXXXXX-001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.50	0.00	0.57	8.50	17.80	25.00	26.00	30.00	23.00	21.00	19.00	15.00	15.00	12.00	7.00	6.10	0.00	0.00	0.00	
RESUMEN																										
Total CI		223.00	223.00	223.00	221.80	221.80	221.80	221.80	220.60	221.80	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	
Total TC		101.15	106.15	99.15	99.55	96.35	92.56	89.24	79.37	82.19	92.97	90.57	92.85	99.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	101.15	
Total IG		46.86	33.28	14.00	13.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	10.00	24.14	39.55	45.60	69.76	75.74	72.86	67.81	45.31	52.12	66.41	54.33	
Total AE		61.60	57.17	60.06	45.79	48.84	42.30	34.95	34.60	41.25	42.50	42.52	50.98	43.50	45.57	60.82	57.66	63.00	61.92	52.10	58.38	66.90	66.62	51.32	73.00	
Total CIL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	8.50	17.80	25.00	26.00	30.00	23.00	21.00	19.00	15.00	15.00	12.00	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Generación Total		430.41	413.00	388.21	389.34	356.30	307.86	345.90	330.54	351.76	346.27	344.43	344.43	344.43	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	344.27	

Imagen 7.26. Ejemplo de Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC)

VII.6.3 Mercado en Tiempo Real

El proceso de despacho en tiempo real tiene tres fases, cuyo detalle se establece en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente: Identificación de restricciones de seguridad, Cálculo de puntos base de despacho económico y Regulación.

El Mercado en Tiempo Real (MTR) está constituido de tres grandes procesos, la Asignación de Unidades de Tiempo Real (AUTR), el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad Multi-Intervalo (DERS-MI) y el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad por Intervalo (DERS-I).

El proceso de Asignación de Unidades de Tiempo Real tiene como función principal, ajustar el programa de arranques y paros planificados previamente en los procesos del MDA y AUGC, considerando intervalos horarios, de tal forma que anticipa o posterga los arranques, paros y cambios de configuración de Unidades de Central Eléctrica en términos de intervalos de despacho quince minutales. Este modelo se ejecuta una vez cada hora con un horizonte de tiempo de 8 intervalos quince-minutales (dos horas) en adelante. El AUTR también asigna unidades de arranque rápido en función de los resultados del pronóstico intra-horario para la demanda y la generación intermitente, así como ante problemas de indisponibilidad de generación.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El proceso DERS-MI tiene como objetivo determinar los puntos base económicos de las Unidades de Central Eléctrica, asignar los servicios de reservas y calcular los Precios Marginales Locales y los Precios Marginales de los Servicios de Conexos. Este modelo se ejecuta cada quince minutos con un horizonte de cuatro intervalos quince-minutales (una hora) en adelante.

El proceso DERS-I tiene como objetivo determinar los puntos base económicos de las Unidades de Central Eléctrica que cuentan con infraestructura de Control Automático de Generación (CAG) y que formen parte del conjunto de Unidades que operan con regulación secundaria, así como sus factores de participación. Este modelo se ejecuta cada cinco minutos para las condiciones operativas vigentes de la última solución disponible del Estimador de Estado y en forma coordinada con la solución quince-minutal del modelo.

En el gráfico siguiente, se muestra una comparativa del componente de Energía del precio marginal local del Sistema Interconectado Nacional en el proceso DERS-MI de Abril y Julio. Se observa la disminución en la magnitud del componente de energía después del cambio a una Zona de Reserva y por mejoras en el pronóstico de demanda implementada en mayo.

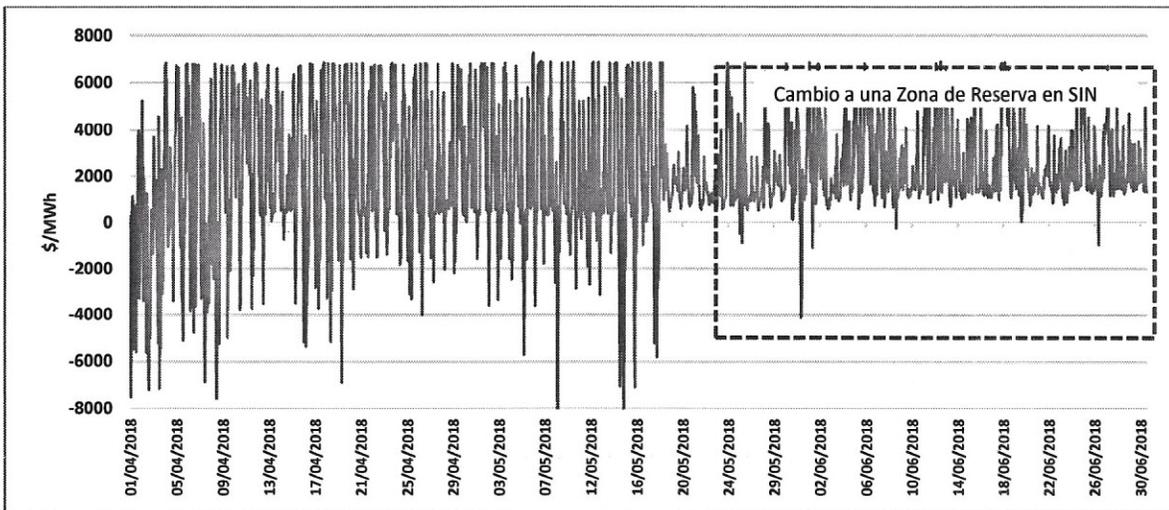


Imagen 7.27. Promedio Horario del Componente de Energía del MPML del SIN

VII.6.3.1 Ejecución MTR "EXPOST"

El inciso (n) de la Resolución que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el CENACE para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista, establece que el CENACE calculará precios "ex-post" para los efectos de las liquidaciones que se realicen en el Mercado de Tiempo Real (MTR), los cuales se han utilizado a partir del 27 de enero de 2017.

El CENACE redefinió las Zonas de Reserva del Sistema Interconectado Nacional (SIN), considerando, a partir del 24 de mayo de 2017, una sola Zona de Reserva: el SIN. Entre los principales beneficios que se obtuvieron con este ajuste se encuentran: un mayor grado de cumplimiento de los requisitos de reservas, reduciendo con esto las situaciones de escasez identificadas por los modelos matemáticos y, la reducción de las instrucciones de arranque y paro de las Unidades de Central Eléctrica, dando como resultado una reducción en los costos de mantenimiento para los Generadores.

[Handwritten signatures and initials in blue ink are present in the bottom right corner of the page.]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.7 Sistema de Información del Mercado

La Ley de la Industria Eléctrica dispuso, en el Artículo 159, el compromiso de facilitar la transparencia de la información en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tomando en cuenta el interés público, la integridad y el funcionamiento eficiente del mercado, la competencia económica y la protección de los consumidores. **(Anexo VII.7.01)**

En atención a lo anterior, las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 08 de septiembre de 2015, establecieron en la Base 15 la creación y mantenimiento del Sistema de Información del Mercado (SIM), como responsabilidad del CENACE, a efecto de garantizar el acceso a la información del MEM. Dicha Base 15, estableció el primer conjunto de requerimientos de información que deberían publicarse en las diversas Áreas del SIM. **(Anexo VII.7.02)**

El 28 de enero de 2016, la SENER publicó en el DOF una serie de disposiciones transitorias para el funcionamiento del Mercado de Energía de Corto Plazo que establecieron, particularmente para el SIM, plazos para la publicación de algunos elementos. **(Anexo VII.7.03)**

El 4 de julio de 2016 la SENER publicó en el DOF el Manual del Sistema de Información del Mercado, en el que se establecieron los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo y directrices a seguir para que el CENACE brindara el acceso a la información del MEM. Con la publicación de dicho Manual, se especificó la relación existente entre los diversos usuarios, las áreas de acceso al SIM y la clasificación de la información. Además, de manera detallada, se describieron las características de la información que debería ponerse a disposición de los diferentes usuarios, en las Áreas Pública, Certificada y Segura del SIM. En las disposiciones transitorias del Manual del SIM, se establecieron plazos para la publicación de diversos elementos. **(Anexo VII.7.04)**

El 5 de enero de 2017, la SENER publicó en el DOF la resolución que autorizó modificaciones adicionales a las fechas que debería observar el CENACE para diversas disposiciones operativas que regulan el MEM. Particularmente, para el SIM se establecieron nuevas fechas límite para la publicación de algunos elementos. **(Anexo VII.7.05)**

VII.7.1 Definición del SIM

De acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual del SIM, el Sistema de Información del Mercado es un conjunto de reportes y aplicaciones para la descarga de información relevante del MEM, que se publican en los portales Web del CENACE. A través de este medio, los Integrantes de la Industria y el público en general acceden a la información relevante del MEM, sobre una base no indebidamente discriminatoria. **(Anexo VII.7.06)**

El SIM presenta tres niveles de acceso y seguridad: **(Anexo VII.7.07)**

- Área Pública: Permite el acceso al público en general sin restricciones.
- Área Certificada: Permite el acceso a los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores, las Autoridades y el Monitor Independiente del Mercado, con restricciones de acceso, ya que se requiere un usuario y contraseña otorgadas por el CENACE y un certificado digital.

Los Participantes del Mercado, así como los Transportistas y Distribuidores acceden exclusivamente a su propia información sobre las transacciones realizadas en el MEM.

- Área Segura: Permite el acceso a los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores, las Autoridades, el Monitor Independiente del Mercado y los Usuarios Externos

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

de Confianza, con restricciones de acceso, ya que se requiere un usuario y contraseña otorgadas por el CENACE y un certificado digital.

Los diferentes usuarios acceden a información común del MEM.

Para el acceso a las Áreas Certificada y Segura del SIM, el CENACE se encarga de gestionar las cuentas de usuario para cada Integrante de la Industria Eléctrica, de conformidad con lo que establece el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado y el Manual del SIM.

A lo largo de la implementación del SIM se ha trabajado en el desarrollo de los procesos, flujos y mecanismos que permiten que nuevos reportes e información se pueda consultar en los portales Web del CENACE. Además, se han implementado nuevas funcionalidades en las distintas Áreas del SIM. Durante este tiempo de maduración, se han observado cuatro etapas relevantes del SIM, que se presentan a continuación.

VII.7.2 Etapa 1. El inicio del Mercado (De enero de 2016 a abril de 2017)

Con las primeras directrices sobre el funcionamiento del SIM, establecidas en la Base 15 de las Bases del Mercado Eléctrico, el CENACE comenzó a plasmar los primeros alcances de la estructura del Sistema de Información del Mercado en el momento en que iniciaban las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, en enero de 2016. Esto marcó el inicio de la primera fase del SIM, el cual arrancó con las Áreas Pública y Certificada.

Durante esta fase del SIM se publicaron los siguientes contenidos: **(Anexo VII.7.08)**

De enero a junio de 2016:

- a) Área Pública: los precios de la energía y servicios conexos del MDA, el marco regulatorio de la Industria Eléctrica, el proceso para el registro y acreditación de participantes, el catálogo de NodosP, los reportes semanales sobre la evolución hidráulica, los reportes semanales de consumo y demanda, las notas informativas sobre el estado operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la información sobre el proceso de las Subastas de Largo Plazo e información relevante de liquidaciones y garantías.
- b) Área Certificada: Módulo de Ofertas para que los Participantes del Mercado pudieran presentar sus propuestas al CENACE y darles seguimiento, así como los resultados diarios del MDA por Participante del Mercado, los reportes de los límites operativos del MDA y los requerimientos de servicios conexos en el MDA.

Entre julio y noviembre de 2016:

- a) Área Pública: los reportes semanales de desempeño del mercado, las colas de interconexión, los requerimientos de servicios conexos en el MDA y su metodología de cálculo y las cantidades asignadas en el MDA, de energía, de servicios conexos y por Participante del Mercado. También se publicó el programa de capacitación al MEM e iniciaron los preparativos para la primera ejecución del Mercado para el Balance de Potencia, por lo que se publicaron los insumos correspondientes. Asimismo, se publicaron los insumos para la asignación inicial de los Derechos Financieros de Transmisión Legados.
- b) Área Certificada: los estados de cuenta diarios de cada Participante del Mercado y las facturas correspondientes.

Entre enero y febrero de 2017:

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- a) Área Pública: los precios del mercado de tiempo real, con un cálculo expost, los resultados del Mercado para el Balance de Potencia, las listas de los Participantes del Mercado con contrato vigente, así como las Ofertas que presentan los Participantes del Mercado para el Mercado de Energía de Corto Plazo, atendiendo lo establecido por la CRE, mediante la Resolución RES/1491/2016, publicada en el DOF el 6 de diciembre de 2016 en el DOF.
- b) Área Certificada: los resultados del Mercado para el Balance de Potencia por Participante del Mercado.

En marzo de 2017, en el Área Certificada del SIM, el CENACE publicó la información de los Modelos Comercial y de Red Física y en abril de 2017, se puso a disposición de los Participantes del Mercado, la aplicación que permite consultar en línea el valor de la Responsabilidad Estimada Agregada y del Monto Garantizado de Pago y también se publicó el Modelo de Red Física utilizado en la asignación inicial de los DFT's Legados.

VII.7.2 Etapa 2. Implementación del Área Segura del SIM (De junio a agosto de 2017)

Siguiendo las políticas de modernización y mejoras, así como los lineamientos del Manual del SIM, en junio de 2017 se implementó el Área Segura del SIM, caracterizada por mostrar información especializada y agregada a los diferentes Participantes del Mercado, Distribuidores y Transportistas, Usuarios Externos de Confianza, Autoridades y el Monitor Independiente del Mercado.

Durante esta etapa 2 del SIM se publicaron los siguientes contenidos: **(Anexo VII.7.09)**

Entre junio y agosto de 2017 en el Área Segura del SIM se publicaron los reportes por conceptos de liquidaciones, que incluyeron información sobre el cobro por pérdidas marginales y el cobro por renta de congestión. Además, se reubicaron los Modelos Comercial y de Red Física y el Modelo de Red Física utilizado en la asignación inicial de los DFT's Legados, moviéndolos del Área Certificada del SIM al Área Segura del SIM.

En el Área Certificada del SIM, durante este periodo se desplegó el Software de Programación Financiera para que los Participantes del Mercado pudieran gestionar sus transacciones bilaterales financieras. También se incorporaron los archivos de los parámetros de referencia que utilizan los Participantes del Mercado al momento de presentar sus ofertas.

Cabe resaltar que la implementación del Área Segura del SIM trajo consigo la apertura a los Usuarios Externos de Confianza para acceder a dicha Área. En julio de 2017 se concluyó el registro del primer Usuario Externo de Confianza.

VII.7.3 Etapa 3. Actualización de las Áreas Certificada y Segura del SIM (De agosto a diciembre de 2017)

La actualización de las Áreas Certificada y Segura, en agosto de 2017, marca el inicio de la tercera fase del SIM. Esta actualización consistió en la modernización de la visualización de los contenidos y la descarga de información dentro de las áreas. La finalidad fue que todos los usuarios del portal web pudieran ubicar fácilmente la información, de acuerdo con los Módulos establecidos en las Reglas del mercado.

Aunado a lo anterior, se implementó el Buzón de Notificaciones en el portal web de las Áreas Certificada y Segura del SIM. Esta funcionalidad permitió el envío de notificaciones particulares a cada Participante del Mercado y/o generales a los Integrantes de la Industria. **(Anexo VII.7.10)**

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

En el Área Pública, en este mismo periodo, se incorporaron nuevas aplicaciones para la visualización y descarga de los reportes. Esta nueva funcionalidad permitió, entre otros aspectos, descargar reportes por periodos específicos. **(Anexo VII.7.11)**

Entre agosto y diciembre de 2017, se incorporaron los siguientes contenidos: **(Anexo VII.7.12)**

- a) Área Pública: capacidad de transferencia en enlaces internacionales, el déficit o excedente para importación y exportación, la estimación de la demanda real del sistema, por balance y por retiros, y la estimación de las pérdidas reales en el sistema.
- b) Área Segura: contingencias consideradas en la evaluación de la Confiabilidad del sistema, las salidas de elementos en adelanto y las salidas de elementos ocurridas.

VII.7.4 Etapa 4. Uso de Certificados Digitales

Para cumplir con el requerimiento de seguridad para el acceso a las Áreas Certificada y Segura del SIM, establecido por las Reglas del Mercado, el CENACE comenzó con los preparativos necesarios para el uso de certificados digitales por parte de todos usuarios de dichas áreas. Como parte de los preparativos, se realizaron pruebas con los Participantes del Mercado, utilizando un manual de usuario que se preparó y difundió por el CENACE.

A principios de diciembre de 2017, el CENACE comunicó a todos los usuarios, a través del Buzón de Notificaciones del portal web de las Áreas Certificada y Segura del SIM, el proceso que se llevaría a cabo para la implementación del uso de certificados digitales a partir de enero de 2018. **(Anexo VII.7.13)**

El uso de certificados digitales marca el inicio de la cuarta fase del SIM, en enero de 2018. Este proceso se realizó de manera progresiva, primero durante algunas horas del día, hasta completar las 24 horas de manera permanente. De esta manera, a partir del 15 de enero fue exigible el uso de un Certificado Digital para el ingreso a las Áreas Certificada y Segura del SIM. **(Anexo VII.7.14)**

Entre enero y mayo de 2018, se incorporaron los siguientes contenidos: **(Anexo VII.7.15)**

- a) Área Pública: el reporte anual del Monitor Independiente del Mercado, documentos de la primera subasta de mediano plazo, las metodologías para realizar el pronóstico, y la información sobre los Comités Consultivos de análisis de las Reglas del Mercado. También se incorporó el reporte de pronósticos de la demanda.
- b) Área Segura: reportes de regiones y periodos no autorizados para programación de salidas, tanto el reporte anual como el trianual y se desplegó el módulo para la consulta pública sobre el desarrollo y modificación de Reglas del Mercado.

VII.8 Desarrollo de las Reglas del Mercado

A partir de agosto de 2014 el artículo 95 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) **(Anexo VII.8.01)** estableció premisas en torno a las Reglas del Mercado que previeron la participación de SENER, CRE y CENACE, organizadas en dos grandes etapas:

1. SENER emitiría las Primeras Reglas del Mercado (2014 a 2017) y
2. Una vez emitidas las Primeras Reglas del Mercado. (A partir de diciembre de 2017):
 - a. La CRE emitiría las Bases del Mercado Eléctrico y
 - b. CENACE emitiría las Disposiciones Operativas del Mercado

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

En septiembre de 2015, la Base 1.5 de las Bases del Mercado Eléctrico (**Anexo VII.8.02**) estableció que además de emitir las Disposiciones Operativas del Mercado, CENACE coordinaría y participaría en los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado cuya función es "Proponer, analizar, evaluar y recomendar cambios a las Reglas del Mercado" (Base 1.5.6).

Lo establecido en la LIE y en las Bases detonó el ejercicio de las facultades del CENACE que se pueden agrupar en:

- a) Integración de los CCARM,
- b) Operación de los CCARM; y
- c) Propuestas del CENACE para el Desarrollo y Modificación de la Reglas del Mercado.

Dentro de las acciones desarrolladas en los tres grupos de actividades antes mencionadas y que se describen a continuación se detalla en los primeros dos incisos las acciones implementadas con los Integrantes de la Industria Eléctrica para proponer modificaciones a las Reglas del Mercado y en la tercera se presentan las acciones realizadas por el CENACE para proponer desarrollos y modificaciones a las Reglas en comento y la gestión que se llevó a cabo para que dichas propuestas se concretaran:

VII.8.1 Integración de los CCARM:

Dado que las Bases del Mercado preveían la participación de los Integrantes de la Industria Eléctrica, así como de CRE y SENER, en el desarrollo y modificación de las Reglas del Mercado, CENACE inició las tareas de coordinación e integración de los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado en términos de lo establecido en la base 1.5 de las Bases del Mercado (**Anexo VII.8.02**), por ello durante la 9a Sesión ordinaria del Consejo de Administración del CENACE, celebrada el 2 marzo de 2016, por Acuerdo No. CA-014/2016-09 (**Anexo VII.8.03**), el Órgano de Gobierno aprobó la creación de 4 CCARM:

- i. Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado para el Mercado Eléctrico Mayorista (CCARM-MEM);
- ii. Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado para Centrales Externas Legadas y Contratos de Interconexión Legados (CCARM-Legados);
- iii. Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional (CCARM-OSEN); y
- iv. Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado para la Planeación de la Expansión de la Red (CCARM-PER).

SENER determinó que era Imprescindible contar con el Manual de Prácticas del Mercado que estableciera de manera puntual la participación y coordinación que CENACE debería llevar a cabo para operar las tareas de la segunda etapa de emisión y modificación de las Reglas del Mercado. (**Anexo VII.8.04**)

Durante 2016 y 2017 CENACE colaboró con SENER en la elaboración del Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado (MDRM) (**Anexo VII.8.04**), en dicha intervención fue necesario realizar el análisis de aspectos relevantes de las Reglas del Mercado, como por ejemplo: la coordinación con la CRE para definir la emisión de los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado (numerales 2.2.8, 3.1.3 y 4.1.3 del MDRM) delimitar la participación de la SENER, CRE el Monitor Independiente del Mercado y CENACE en los CCARM a

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

nivel de coordinación (éstos Comités se traducen como grupos de trabajo de la Industria Eléctrica) todo lo anterior se vio impactado en el MDRM. (**Anexo VII.8.04**).

El 8 de enero de 2018 la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación el MDRM, que entró en vigor el 22 del mismo mes. (**Anexo VII.8.04**)

Con el objetivo de implementar lo establecido en dicho MDRM, el 26 de enero de 2018, CENACE desarrolló una sesión informativa con la asistencia en formato presencial y remoto de los Integrantes de la Industria Eléctrica, SENER y CRE; a fin de difundir de manera ejecutiva el contenido del MDRM y la mecánica en la que CENACE coordinaría la integración de estos CCARM (**Anexos VII.8.05 y VII.8.06**).

Posteriormente, CENACE publicó en el Área Pública y en el Buzón de Notificaciones del Área Certificada (ÁC-SIM) y Segura del Sistema de Información del Mercado (ÁS-SIM), las Convocatorias para la integración de los CCARM. En éstas se observó la estructura dispuesta en el MDRM para que los interesados designaran a quienes los representarían en los CCARM, los requisitos para realizar las designaciones correspondientes, así como la fecha y lugar para presentar las designaciones:

- Enero 24 de 2018 CCARM-MEM (**Anexo VII.8.07**)
- Febrero 15 de 2018 CCARM-Legados: (**Anexo VII.8.08**)
- Febrero 19 de 2018 CCARM-OSEN: (**Anexo VII.8.09**)
- Febrero 19 de 2018 CCARM-PER: (**Anexo VII.8.10**)

Debido a la etapa de maduración en la organización de las modalidades de Participantes del Mercado y de los agentes económicos del MEM, en los procesos de designación de los miembros de cada uno de los CCARM hubo la necesidad que CENACE prorrogara el periodo de designación de los miembros (**Anexos del VII.8.11 al VII.8.14**), con la finalidad de dar oportunidad a todos los involucrados de organizarse para elegir a las personas que representarían a las modalidades en los CCARM.

Atendiendo a lo establecido en el numeral 6.2.10 del MDRM y debido a que los Generadores, los Suministradores de Servicios Calificados y los Titulares de Contratos de Interconexión Legados, presentaron más designaciones de las permitidas por Comité; CENACE implementó la segunda etapa de designación proporcionándoles 10 días hábiles más para que lograran un acuerdo (**Anexos del VII.8.15 al VII.8.23**).

Una vez que los Integrantes de la Industria Eléctrica, la SENER, la CRE, así como los Titulares de Contratos de Interconexión Legados (CIL's) y los Operadores de las Centrales de Externas Legadas, designaron a los Miembros de los Comités, CENACE inició la convocatoria a la primera sesión para la integración de cada uno de ellos (a partir de enero de 2018):

Importante reportar que, a fin de implementar de manera integral y homologada a los CCARM, la Jefatura de Unidad de Reportes y Modificaciones al Mercado ha coordinado la participación de los Integrantes de la Industria Eléctrica y demás especialistas que se consideró en los CCARM y sus grupos de trabajo dirigiendo los procesos de designación de miembros, fungiendo como Secretario Técnico de los CCARM directamente relacionados con el MEM, como son el CCARM-MEM y el CCARM-Legados. (**Anexos VII.8.25 y VII.8.27**).

A continuación, se informan las acciones realizadas por el CENACE para la integración de cada uno de los CCARM.

Libro Blanco Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.8.1.1 CCARM-MEM

El 24 de abril de 2018, el CCARM-MEM quedó integrado (**Anexos VII.8.24 y VII.8.25**), con la vacante de la posición de los Usuarios Calificados Participantes del Mercado ya que a esa fecha no se encontraba alguno habilitado en el MEM. Durante la Sesión de Integración, el Comité aprobó un calendario de Sesiones Ordinarias que prevé reuniones mensuales durante el 2018.

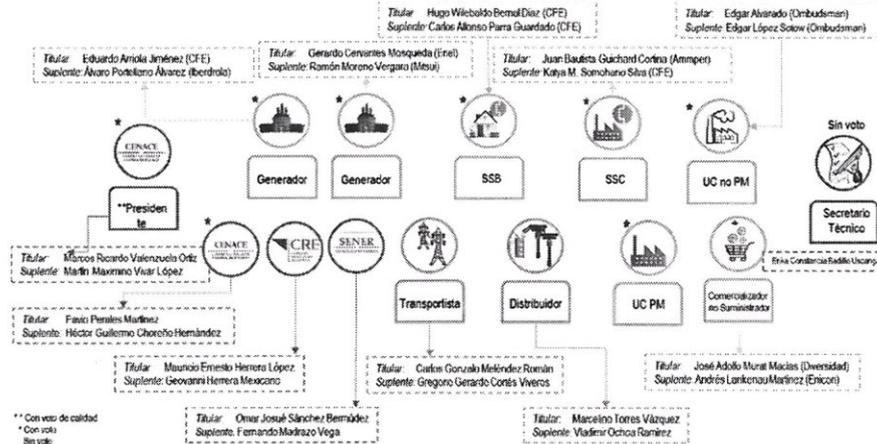


Imagen 7.28. Estructura CCARM-MEM

VII.8.1.2 CCARM-Legados

El 15 de mayo de 2018 se llevó a cabo la Sesión de Integración del CCARM-Legados (**Anexo VII.8.26 y VII.8.27**), quedó vacante la posición de los Usuarios Calificados Participantes del Mercado ya que no se encontraba alguno habilitado en el MEM. Se aprobó el calendario para 2018, con Sesiones Ordinarias por mes.

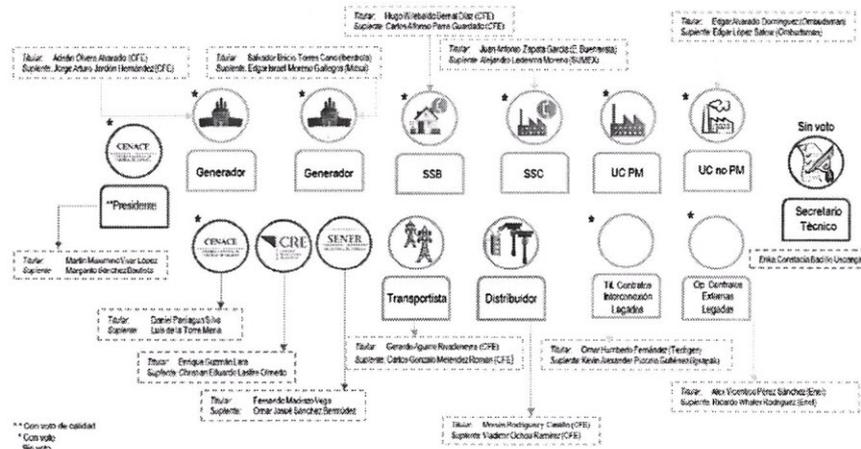


Imagen 7.29. Estructura CCARM-Legados

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

están desarrollado a través del grupo de trabajo único en el que se encuentran representadas las 12 modalidades de participación en dichos CCARM (**Anexo VII.8.32**); a partir de junio y se espera que en septiembre aprueben la versión final y que las Reglas Generales de Operación sean aprobadas, durante la siguiente sesión de cada CCARM.

En el siguiente cuadro No. 7.29 se muestran de manera resumida los resultados en la operación de los CCARM, misma que ha logrado establecer a estos Comités como el foro de la Industria Eléctrica, para que los diversos agentes económicos del MEM e Integrantes de la Industria Eléctrica expongan y analicen sus inquietudes y en su caso, concreten y aprueben propuestas de modificación a cualquiera de las Reglas del Mercado:

Tabla Resumen de los CCARM				
Proceso de Integración				
Conceptos	CCARM-MEM	CCARM-Legados	CCARM-OSEN	CCARM-PER
Fecha de Publicación de Convocatoria de Designación	24 de enero	15 de febrero	19 de febrero	19 de febrero
Periodo de Designación (1a Etapa)	24 de enero al 9 de marzo	16 de febrero al 28 de marzo	20 de febrero al 28 de marzo	20 de febrero al 28 de marzo
Periodo de Designación (2a Etapa)	15 al 9 de abril	17 de abril al 30 de abril	3 al 16 de mayo	2 al 15 de mayo
Fecha de Sesión de Integración	24 de abril	15 de mayo	5 de junio	6 de junio
Reglas de Operación	En desarrollo por el Grupo de Trabajo único			
Calendario de Sesiones Ordinarias y Extraordinarias				
Fechas en 2018	24 de abril 3 de mayo 7 de junio 5 de julio 2 de agosto 23 de agosto (Extraordinaria) 6 de septiembre 4 de octubre 8 de noviembre 6 de diciembre	15 de mayo 14 de junio 11 de julio 9 de agosto 12 de septiembre 11 de octubre 7 de noviembre 13 de diciembre	5 de junio 12 de julio 16 de agosto 26 de septiembre 24 de octubre 28 de noviembre	6 de junio 19 de julio 23 de agosto 17 de septiembre (Extraordinaria) 18 de octubre 18 de diciembre
Avances relevantes				
Temas por analizar de las Reglas del Mercado Nota. Grupos de trabajo con representación de cada modalidad.	1. Subastas de Mediano Plazo 2. Subastas de Largo Plazo 3. Coordinación de Gas Natural 4. Conexión, Interconexión y Medición 5. Inicio de 2a etapa del MEM y transacciones virtuales 6. Medidas Punitivas en Reliquidaciones por Importaciones y Exportaciones 7. Transacciones Bilaterales Financieras 8. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	1. UPC/Desagregación de energía 2. Cargas Parciales 3. Manual de Medición para Liquidaciones	1. Abasto Aislado. Nominación al Mercado del Generador y de la Entidad Responsable de Carga. 2. Sistema de Información de Mercado 3. Medición.	1. Metodología para el cálculo de Garantías Financieras para la Interconexión y Conexión
Propuestas de Modificación aprobadas	Modificación al Manual de Subastas de Mediano Plazo (En proceso la etapa del Dictamen Preliminar)	En proceso de elaboración	En proceso de elaboración	En proceso de elaboración

Cuadro 7.31. Resumen de los CCARM.

El CENACE se encuentra en desarrollo de una aplicación colaborativa "Sitio de los CCARM", a través de la cual se pretende que los Miembros de los Comités y los integrantes de los grupos de trabajo transmitan y compartan la información generada antes, durante y después de las Sesiones (**Anexo VII.8.33**).

Las tareas realizadas para operar a los CCARM se enlistan a continuación.

VII.8.2.1 CCARM-MEM

El CCARM-MEM, en sus Sesiones desarrolla los siguientes temas:

- Que los 8 temas de mayor interés son los que a continuación se enlistan y a fin de determinar los cambios a las Reglas del Mercado que le propondrán a la CRE y al CENACE modificar, aprobaron crear un grupo de trabajo para analizar cada uno de los temas:

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Nombre del Grupo de Trabajo	Reglas del Mercado por Modificar
1. Subastas de Largo Plazo	Manual de Subastas de Largo Plazo. Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos de Largo Plazo
2. Inicio de 2a etapa MEM y Transacciones Virtuales	Manual de Mercado de Corto Plazo
3. Medidas Punitivas en Reliquidaciones por Importaciones y Exportaciones	Manual de Importaciones y Exportaciones.
4. Transacciones Bilaterales Financieras	Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.
5. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Manual del Sistema de Información del Mercado.
6. Conexión, Interconexión y Medición	Por definir
7. Coordinación de Gas Natural	Manual de Coordinación de Gas Natural Manual de Costos de Oportunidad
8. Subastas de Mediano Plazo	Base 14: Subastas de Mediano Plazo

Cuadro 7.32. Grupos de Trabajo del CCARM – MEM.

- Dichos grupos de trabajo, en su caso, elaborarán y presentarán al CCARM-MEM una Propuesta de modificación a las Reglas del Mercado (**Anexo VII.8.33**).
- Durante la 3a Sesión Ordinaria de fecha 7 de junio de 2018 aprobaron su primer Propuesta de Modificación correspondiente al "Manual de Subastas de Mediano Plazo", la cual se encuentra en proceso de gestión, de conformidad con el MDRM (**Anexo VII.8.34**).

VII.8.2.2 CCARM-Legados

El Comité ha sesionado mensualmente aprobando lo siguiente:

- Determinaron el análisis a través de grupos de trabajo para 3 temas relacionados con sus funciones (**Anexo VII.8.35**)

Nombre del Grupo de Trabajo	Reglas del Mercado por Modificar
1. UPC/Desagregación de Energía	Manual de Prácticas del Mercado de Despacho de Desagregación de Energía

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

2. Cargas Parciales	Evaluación de técnica y jurídica de la inclusión del concepto en las Reglas del Mercado
3. Medición para Liquidaciones	Manual de Medición para Liquidaciones

Cuadro 7.33. Grupos de Trabajo del CCARM – Legados.

- Debido a la reciente integración, aún no cuentan con Propuestas de Modificación a las Reglas del Mercado.

VII.8.2.3 CCARM-OSEN

De conformidad con el calendario anual 2018 aprobado en la Sesión de Integración (**Anexo VII.8.36**), el Comité ha llevado a cabo 3 Sesiones Ordinarias, en las que acordaron:

- Analizar los siguientes temas vinculados con su especialidad, para ello integrarán grupos de trabajo los siguientes temas:

Nombre del Grupo de Trabajo	Reglas del Mercado por Modificar
1. Abasto Aislado	Por definir
2. Sistema de Información de Mercado	Por definir
3. Medición	Por definir

Cuadro 7.34. Grupos de Trabajo del CCARM – OSEN.

VII.8.2.4 CCARM-PER

Dentro de la operación del CCARM-PER, los Miembros aprobaron crear un grupo de trabajo para analizar los temas que consideran prioritarios para la especialidad del Comité:

Nombre del Grupo de Trabajo	Reglas del Mercado por Modificar
1. Metodología para el cálculo de Garantías Financieras para la Interconexión y Conexión	Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga

Cuadro 7.35. Grupos de Trabajo del CCARM – PER.

VII.8.3 Desarrollo y Modificación de las Reglas del Mercado

El CENACE participó con la SENER en el diseño y elaboración de las "Primeras Reglas del Mercado", por ello al concluirse la emisión de éstas, el Organismo contó la posibilidad de dar continuidad a la elaboración de las Disposiciones Operativas del Mercado pendientes por emitir.

Después de emitido el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado, mediante oficio No. UE-240/31506/2018 (**Anexo VII.8.37**), de fecha 10 de abril de 2018, la CRE confirmó a CENACE que los mecanismos que deben observarse para autorizar, revisar, ajustar y actualizar las Disposiciones Operativas del Mercado son los establecidos en el MDRM, por tanto, los mecanismos de Modificación también se pueden aplicar al Desarrollo de las Reglas del Mercado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Considerando lo anterior y lo dispuesto en el numeral 4.3.1 (a) del MDRM (**Anexo VII.8.38**), CENACE ha detectado la necesidad de desarrollar diversas Disposiciones Operativas del Mercado, que en su momento someterá al proceso de gestión establecido en el MDRM que inicia con la Consulta a los Interesados en el Área Segura del Sistema de Información del Mercado (ÁS-SIM), tales como:

- Manual de Prácticas del Mercado para la Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos;
- Guía Operativa de Integración del Servicio Conexo de Reserva de Regulación Secundaria al Mercado Eléctrico Mayorista;
- Procedimiento de Operación para la Declaración de Entrada en Operación Comercial;
- Procedimiento de Operación de Registro de Activos Físicos y
- Procedimiento de Operación para Pruebas de Verificación de Capacidad para Unidades de Central Eléctrica

Aunado a lo anterior, CENACE gestiona las Propuestas de Desarrollo y Modificación a las Reglas del Mercado toda vez que, de conformidad con el MDRM, para las Disposiciones Operativas del Mercado, es el encargado de emitir el Dictamen Preliminar, realizar la Aprobación Previa, expedir los Desarrollos y Modificaciones aprobados y por supuesto al operar el MEM debe ejecutar las Reglas del Mercado nuevas y las modificaciones a las ya existentes (MDRM Capítulos 4 y 6).

Ahora bien, para gestionar lo antes señalado, el CENACE diseñó e implementó en el Área Segura del Sistema de Información del Mercado (ÁS-SIM), la sección denominada "Reglas del Mercado, Desarrollo y Modificación", a través de la cual se difunde a los Integrantes de la Industria Eléctrica lo establecido en el MDRM y se lleva a cabo la "Consulta a los interesados" (Base 1.5.10 de las Bases del Mercado Eléctrico) (**Anexo VII.8.39**).

De esta manera la "Consulta a los interesados" está reservada en sus primeros 20 días hábiles de toda Propuesta para los Integrantes de la Industria Eléctrica, plazo en el que los CCARM y la SENER podrán notificar al CENACE que ejercerán su derecho a opinar (numerales 4.3.3 y 4.3.4 del MDRM) (**Anexo VII.8.40**)

En la etapa de diseño del proceso y por ende de ejecución de estas facultades la publicación y difusión de las propuestas, se realiza a través de un mecanismo que hemos denominado "a mano" ya que la publicación de cada comentario y documento relacionado con la Propuesta se actualiza a través del personal del CENACE. Para automatizar el proceso se está diseñando un aplicativo con el cual se pretende suplir la recepción de comentarios que se realiza a través del correo electrónico "reglas.mercado@cenace.gob.mx".

A través del mecanismo "a mano", CENACE se encuentra gestionando el proceso de modificación al Manual de Subastas de Mediano Plazo propuesto por el Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado para el Mercado Eléctrico Mayorista (CCARM-MEM) y la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista (**Anexo VII.8.34**).

VII.9 Gestión de Interconexión y Conexión

Para dar cumplimiento a lo que establecen las Bases del Mercado, el CENACE realizó el diseño de la infraestructura de operación, que incluye procesos transparentes apoyados en sistemas auto

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

La Gestión de Interconexión y Conexión revisa y establece los requisitos, describe los procesos y procedimientos, define las obligaciones y derechos que deben observarse en la atención de Solicitud de Interconexión de Centrales Eléctricas o de Conexión de Centros de Carga incluyendo la mecánica bajo la cual se lleva a cabo el análisis y atención de los Estudios de Interconexión y Conexión, la suscripción del Contrato respectivo y el procedimiento para la Interconexión física de Centrales Eléctricas y Conexión física de Centros de Carga a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

VII.9.1 Atención de Contratos de Interconexión y Conexión

Si el solicitante decide proceder con la construcción de las obras necesarias para la Interconexión o Conexión, solicita la formalización del Contrato de Interconexión o Conexión. El Solicitante contará con un plazo de hasta 30 Días contados a partir de que el CENACE le entregue el Estudio de Instalaciones para requerirle al CENACE que instruya al Transportista, Contratista o Distribuidor para la suscripción del Contrato.

Para cumplir con estas responsabilidades del CENACE, relacionadas con la Gestión y Contratos de Interconexión y Conexión, se diseñaron procesos específicos con soporte de sistemas automatizados que permiten la operación eficiente y garantizan resultados.

Por otra parte, se tuvo una intensa participación en el diseño, discusión y redacción final de Manuales de Prácticas de Mercado y otras disposiciones normativas aplicables, entre ellas destacan las siguientes:

- Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015, vigente a partir del 9 de enero de 2018.
- Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga publicado en el Diario Oficial de la Federación el 2 de junio de 2015, derogado a partir del 9 de febrero de 2018
- Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de febrero de 2018, vigente.
- RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación 04 de febrero de 2016.
- RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación 03 de febrero de 2016.
- ACLARACIÓN a la Cláusula Sexta, Octava, Décima Cuarta, Décima Quinta y Décima Octava de la Resolución Núm. RES/949/2015, mediante la cual se expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las redes generales de distribución,

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

publicado el 3 de febrero de 2016, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de mayo de 2016.

- ACLARACIÓN a la Cláusula Sexta, Novena, Décima Cuarta, Décima Quinta y Vigésima Sexta de la Resolución Núm. RES/950/2015, mediante la cual se expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no debidamente discriminatorio para centros de carga conectados a tensiones mayores a 1kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, publicado el 4 de febrero de 2016, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de mayo de 2016.
- Manual de Contratos de Interconexión Legados, Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2016.
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de diciembre de 2016.
- ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 21 de noviembre de 2017.

La actividad señalada anteriormente, así como la implementación de las disposiciones se realizó mediante una estrecha coordinación con la CRE, EPS Transmisión (CFE) y EPS Distribución (CFE), principalmente.

En materia de diseño e implementación de sistemas automatizados destaca el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC).

La siguiente imagen, de carácter ilustrativo, muestra la pantalla "Puesta en operativo del SIASIC".

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Imagen 7.32. Pantalla "Puesta en operativo del SIASIC".

De manera complementaria a las actividades señaladas en los párrafos precedentes, y de manera frecuente, se participa activamente en conferencias, foros y pláticas del sector.

VII.10 Registro y Acreditación de Participantes del Mercado

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo que establecen las Bases del Mercado, el CENACE realizó el diseño de la infraestructura de operación, que incluye procesos transparentes apoyados en sistemas automatizados para que los Candidatos a Participantes del Mercado realicen ante el CENACE su registro y acreditación.

Para comenzar con el proceso de Registro y Acreditación, los Candidatos a Participantes del Mercado deben presentar una solicitud de registro ante el CENACE a través del Módulo de Registro en el portal del Sistema de Información de Mercado. Para acceder a dicho módulo, el Candidato a Participante del Mercado deberá completar exitosamente la fase de pre-registro.

Los Candidatos a Participantes del Mercado deberán iniciar el proceso de registro antes de la fecha en que requieran iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

[Handwritten mark]

[Handwritten signature and initials]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Imagen 7.33. Proceso para iniciar operaciones en el Mercado (Días hábiles).

Las actividades del Proceso de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado se realizan mediante:

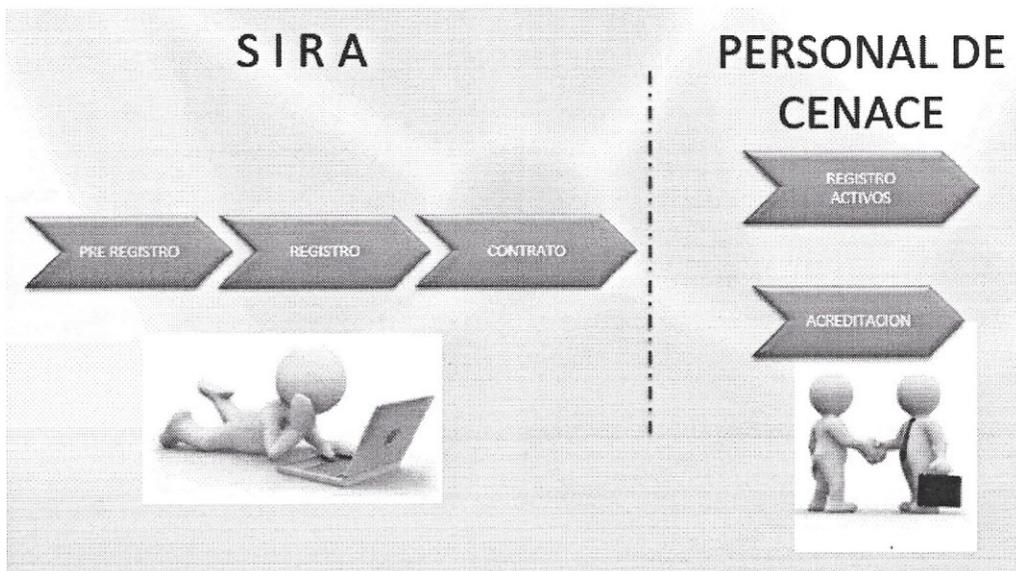


Imagen 7.34. Actividades del Proceso de Registro y Acreditación.

VII.10.1 Pre-registro

En la etapa de Pre-Registro de participantes, los candidatos deberán crear su cuenta en el Sistema de Registro y Acreditación (SIRA) y obtener su referencia bancaria para el pago de cuota de registro.

Bldv. Adolfo López Mateos, No. 2157, Col. Los Alpes, Álvaro Obregón, C. P. 01010, Ciudad de México.
Tel.: +52 55 5595 5400 ext. 40005

www.gob.mx/cenace

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Los Candidatos a Participantes del Mercado deberán cumplir con el proceso de pre-registro para poder presentar una solicitud para registro de Participante del Mercado. Para completar el pre-registro, los Candidatos a Participantes del Mercado deberán seguir los siguientes pasos:

1. Crear una Cuenta de Usuario en el SIM.
2. Pagar la Cuota de Registro.
3. Registrar el certificado digital en el SIM

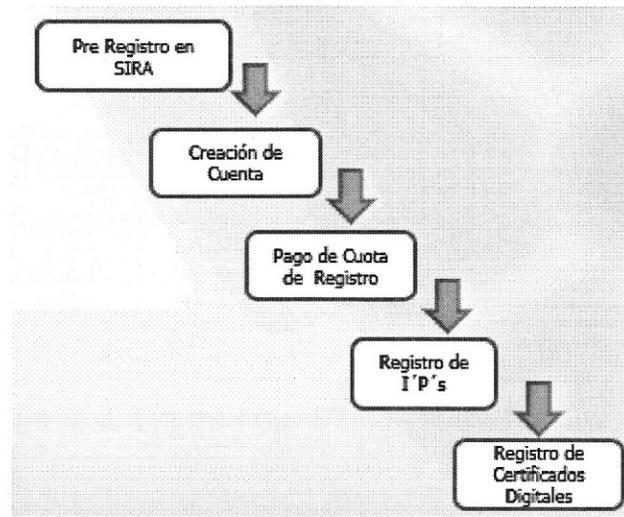


Imagen 7.35. Etapas del Pre-registro.

Una vez que CENACE valide el pago, SIRA abrirá acceso a la etapa de Registro.

VII.10.2 Registro y Contrato

Posteriormente, el Candidato deberá iniciar el trámite de sus certificados digitales de acuerdo con las indicaciones del CENACE y cuando los obtenga deberá registrarlos dentro de SIRA. En la etapa de Registro, SIRA solicitará información y documentación, para el cumplimiento de los requisitos de:

1. Permiso emitido por la CRE,
2. Requisitos de Capital,
3. Capacidad, Representación Legal,
4. Evaluación de Antecedentes.

La información será revisada y evaluada por CENACE para determinar si es factible el registro. Toda la información y documentación que el CENACE solicite para sustentar y solventar la evaluación, deberá ser registrada en el SIRA.

CENACE a través de SIRA notificará al candidato en caso de ser aceptado o rechazado como Participante del Mercado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Cuando el CENACE resuelve la aceptación del registro como Participante de Mercado, se considera que el candidato es Subscriptor de Contrato de Participante de Mercado y se procederá a la formalización del Contrato de Participante de Mercado de acuerdo con la modalidad con la que vaya a participar en el mercado. Asimismo, se debe haber culminado con el proceso de los certificados digitales.

Es importante señalar que los Modelos de Contrato fueron aprobados por la CRE y publicados en el DOF el día 25 de enero del 2016. El CENACE solicitará al Participante la documentación necesaria para su cotejo, misma que deberá presentar en forma original el día de la firma del contrato.

VII.10.3 Registro de activos

Posteriormente, el Participante de Mercado realizará el Registro de Activos, a través del SIM. Todo el Registro de Activos deberá cumplir con lo establecido en el Código de Red y Manual de Modelos de Red Eléctrica para el Mercado. Se podrá registrar las Unidades de Central Eléctrica a los Participantes del Mercado en modalidad de Generador.

Los Participantes del Mercado en modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados y Suministrador de Último Recurso, podrán registrar las Centrales Eléctricas como Generadores Exentos.

Para el registro Central Eléctrica y de la Unidad de Central Eléctrica, el participante deberá capturar la información general que se encuentra detallada en el Manual de Registro y Acreditación, por ejemplo: identificador de la central, código o nombre, tipo de tecnología, ubicación física, sistema, área y región en el que se encuentra, tipo de combustible, cuenta de orden, fecha propuesta de entrada en operación, características de la interconexión, tipo de oferta, etc.

Los Participantes del Mercado en modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados, Suministrador de Último Recurso y Usuario Calificado Participante del Mercado podrán dar de alta a sus Centros de Carga.

El Participante del Mercado con modalidad de Generador podrá registrar Centros de Carga, si es un Generador de Intermediación; o bien, para registrar sus instalaciones para usos propios o equipos de almacenamiento como Centros de Carga.

VII.10.4 Acreditación

Finalmente, el Participante de Mercado realizará su etapa de Acreditación de PM, es necesario que cumpla con los requerimientos de esta fase para que pueda iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.



Imagen 7.36. Procedimiento para la Acreditación de Activos Físicos.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Cuando el Participante de Mercado ha concluido satisfactoriamente todas las etapas del Proceso de Registro y Acreditación, el CENACE le notificará que está en condiciones y la fecha de inicio para realizar actividades del MEM.

VII.11 Liquidación, facturación y pago

VII.11.1 Liquidaciones y Emisión de Estados de Cuenta Diarios

Se diseñó, desarrollo e implementó la plataforma de operación que permite ejecutar los procedimientos para emitir las liquidaciones respectivas a cada uno de los Participantes del Mercado, manteniendo siempre la contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista en una base de equilibrio.

La citada plataforma operativa permite la oportuna y confiable realización de las siguientes liquidaciones:

- Liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto
- Liquidaciones del Mercado de Tiempo Real
- Liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista
- Liquidaciones del Mercado para el Balance de Potencia
- Liquidaciones del Mercado de Certificados de Energías Limpias
- Otras liquidaciones

Una vez realizadas las liquidaciones correspondientes a las distintas transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, la misma plataforma operativa permite la oportuna y confiable generación de Estado de cuenta, facturación, validación de precios y pagos.

Muchos expertos opinan que los procesos de liquidación, generación de estados de cuenta, facturación y pagos son aspectos fundamentales para el éxito de un Mercado Eléctrico Mayorista. Este hecho requirió particularmente participar activamente en el diseño, discusión, redacción, publicación y cumplimiento de Manuales de Prácticas de Mercado y otras disposiciones normativas relacionadas con estas funciones.

VII.12 Sistemas de Medición

VII.12.1 Medición de energía para liquidaciones

Uno de los insumos para el proceso de liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista es la medición de la energía entregada a las RNT y RGD por las Centrales Eléctricas y el consumo de los Centros de Carga en los puntos de entrega recepción en la red del MEM.

El proceso de medición valida los datos enviados por los responsables de medición y estima la información faltante. Las mediciones son entregadas en los tiempos requeridos por los ciclos de liquidación.

Con el objetivo de tener control de los medidores utilizados para el proceso de liquidaciones, el CENACE coordina las actividades siguientes:

- Estableció un formato único para la integración de información referente al censo de medidores y un instructivo para su llenado.
- Ha realizado reuniones con el Transportista, Distribuidor y Generador responsables del sistema de medición, para la gestión de entrega de información de inventarios de medidores en sus respectivos ámbitos, en el formato establecido.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Se encuentra en pruebas el módulo de equipos de medición para el Mercado Eléctrico Mayorista en el "Sistema de Administración Para Puesta en Servicio de Equipo Eléctrico" (SAPPSEE), el cual permitirá la administración de los inventarios del equipo eléctrico con calidad para liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Este sistema tiene características y funcionalidades que atienden diversas actividades

VII.12.2 Mejoras a la estimación de datos de medición y calidad de medición

El CENACE en coordinación con los responsables del envío de la medición han desarrollado las actividades descritas a continuación con la finalidad de disminuir el uso de estimaciones y mejorar la calidad de la información que el CENACE recibe en sus bases de datos:

- CENACE en coordinación con los responsables de la medición (Transportista, Distribuidor y de manera transitoria en Generador representante de Centrales Eléctricas Legadas) implementaron una "Guía de Formalización de Datos de Medición" en la que se establecen tiempos y actividades para garantizar que para liquidaciones el CENACE cuente con la información de energía con los niveles de calidad y trazabilidad razonables, acorde con lo que envió el responsable de la medición.
- El CENACE y el Generador que representa Centrales Eléctricas Legadas, formalizaron el listado de medidores que deben enviar al CENACE, con los que se obtienen los datos de energía para liquidar la energía generada por dichas Centrales Eléctricas.
- El CENACE y el Transportista, formalizaron el listado de medidores de los cuales se obtendrán los datos de energía para liquidaciones de las Centrales Externas Legadas e intercambios internacionales, cuyo envío es responsabilidad del Transportista.
- Se establecieron algoritmos de estimación de la Carga por Zona de Carga en tensión menor a 220 kV que son base para el cálculo del consumo de los Centros de Carga de Suministro Básico y pérdidas en las Redes Generales de Distribución aprobadas por la CRE. Estos algoritmos han sido formalizados entre el Transportista, Distribuidor y Generador responsables de la medición con el CENACE.
- El CENACE realizó reuniones con los responsables de medición (Transportista, Distribuidor y Generador representante de Centrales Eléctricas Legadas) para impulsar la transferencia de administración de los sistemas de medición de Centrales Eléctricas Legadas del Generador al Transportista y/o Distribuidor según corresponda; con el objetivo de dar mayor transparencia a la entrega de datos de medición.

Dentro de las actividades que el CENACE desarrolla para disminuir la cantidad de estimaciones y mejoras a las estimaciones existentes:

- Coordinación de reuniones a nivel Subdirección entre CENACE, Transportista, Distribuidor y Generador para dar seguimiento a los trabajos de formalización de datos de medición realizado de forma regional de acuerdo a la "Guía de Formalización de Datos de Medición".
- Para determinar de manera adecuada el consumo de Centrales Eléctricas Legadas, en conjunto CENACE, Transportista y Distribuidor tienen en proceso la definición de algoritmos para contabilizar la energía donde exista medidores y donde se tiene carencia de los mismos.
- El CENACE da seguimiento al "Proyecto de Modernización de los Sistemas de Medición para Liquidación en el Mercado Eléctrico Mayorista" cuyo producto final sea la inclusión en el PRODESEN.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Es relevante mencionar que acorde al desarrollo y publicaciones de nuevas reglamentaciones que tengan correlación con el Mercado Eléctrico Mayorista e impacto en el proceso de medición se han atendido. Dadas las condiciones que anteceden, se han realizado modificaciones al Manual de Medición para mantenerlo concordante a las demás Reglas del Mercado.

VII.12.3 Regulación referente a los Sistemas de Medición

Se participó en los grupos de trabajo junto con la SENER la CRE, CFE Transmisión y CFE Distribución para el desarrollo y su publicación para consulta pública de los siguientes documentos:

- a) Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.
- b) Manual de Medición para Liquidaciones.
- c) Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metroológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.
- d) En conjunto con la SENER, se elaboró el Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En conclusión, el CENACE ha logrado instrumentar los mecanismos correspondientes para dar cumplimiento dentro de los plazos destinados para tal efecto a diversos requerimientos de carácter operativo, los cuales son fundamentales para la correcta ejecución de los procesos subsecuentes a la medición como lo son la liquidación para el cobro o pago efectuados entre cada una de las contrapartes.

VII.12.4 Operaciones Comerciales

El CENACE ha desarrollado una plataforma tecnológica que le permite estimar en todo momento, la Responsabilidad Estimada Agregada de cada Participante del Mercado, para poder dar cumplimiento a lo que establece la Base 4 del Mercado y el Manual de Prácticas de Mercado "Garantías de Cumplimiento".

La creación de dicha plataforma tecnológica señalada ha permitido el cumplimiento de diversas disposiciones normativas en la materia.

A partir de la publicación del Manual de Garantías se ha tenido coordinación de manera directa con el personal de la SENER en caso de existir dudas de interpretación o situaciones que escapan de la regulación publicada al momento.

Cuando se implementó la figura del Mandatorio no se tenía claro cómo debería operar el cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada para esta nueva figura por lo que se realizó una consulta directa a SENER de lo cual se emitieron los siguientes documentos.

CENACE, en cumplimiento al Art. 108 de la Ley de la Industria Eléctrica Fracción XXIII, lleva a cabo la capacitación para los participantes del Mercado desde el año 2016. En lo correspondiente al cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada se incluye en la Unidad 4 del Curso Básico para Participantes del Mercado una visión general de acercamiento y sensibilización al tema.

La estrategia tomada por parte del CENACE fue que los especialistas de cada tema capaciten a su vez a los instructores designados de forma permanente por parte del CENACE por lo cual se tienen

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

dos versiones de la capacitación; una extendida para los instructores y otra introductoria para los aspirantes a Participantes del Mercado.

El cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada (REA) se empezó a calcular y publicar en el Sistema de Información del Mercado a partir del primero de mayo de 2017, adicional a esto el 9 de mayo se comenzó a guardar en Bases de Datos dichos cálculos

VII.12.4.1 Cálculo de Responsabilidad Estimada Agregada y Garantías

Este cálculo tiene dos vertientes; la primera es el monitoreo y seguimiento que realiza el personal del CENACE a todos y cada uno de los Participantes del Mercado y la segunda es el seguimiento que cada Participante del Mercado realiza de su REA.

1. El seguimiento por parte del CENACE se realiza a través de la plataforma SIGGEF 365 días al año y en caso de tener algún caso dentro de los supuestos para ser acreedores a notificaciones se procede a través de correo institucional.



Imagen 7.37. Plataforma SIGGEF

2. Para el caso en donde los participantes son los responsables de realizar su seguimiento cuentan con un tablero individual en el área certificada, de igual forma el CENACE elaboro una guía para que los Participantes consulten su REA

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Tablero REA Individual

Nombre Participante	Clave Participante	Monto Garantizado	Pasivo Conocido	Pasivo Potencial	REA	Porcentaje	Estatus
PM01	PM01	\$1,000,000.00	\$270,000.00	\$400,000.00	\$730,000.00	73%	●

Imagen 7.38. Área Certificada y REA.

Con relación al cálculo de las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista el CENACE cuenta con una aplicación donde se efectúa de forma diaria el cálculo de cobros y pagos para cada una de las transacciones realizadas en el Mercado. Cabe señalar que esta aplicación cuenta con acceso restringido al cual solamente personal autorizado y capacitado ingresa para realizar los procedimientos de liquidación.

En la Imagen 7.38 se observa el menú disponible en la consola de aplicaciones del CENACE relacionadas con el Mercado Mayorista. El recuadro rojo indica el acceso directo al control de cada uno de los procesos disponibles para el cálculo de las liquidaciones para cada día de operación.

No se omite mencionar que los cálculos se realizan considerando la previsión que las Bases del Mercado refieren en el sentido de utilizar un sistema de doble liquidación para la energía y los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual implica una liquidación del Mercado del Día en Adelanto seguida por una liquidación para las diferencias con el Mercado de Tiempo Real.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

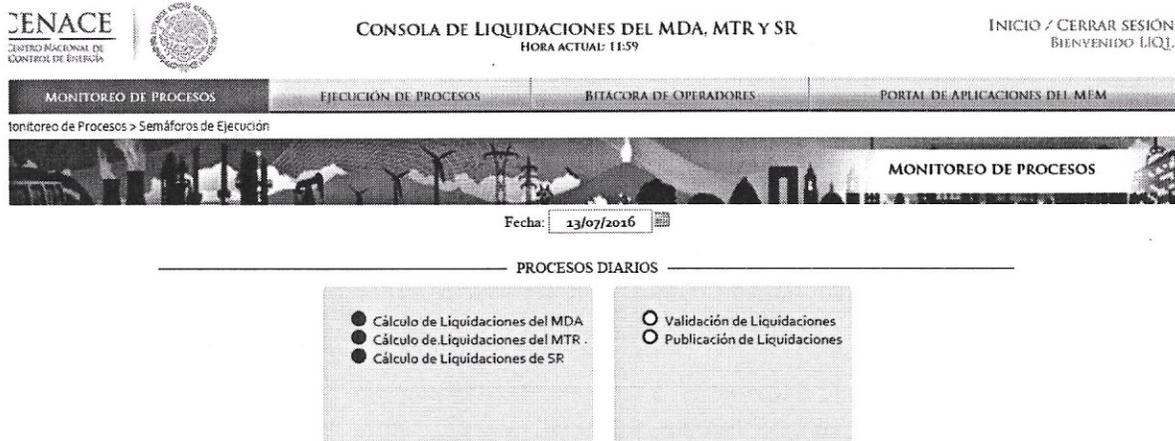


Imagen 7.39. Consola de Monitoreo de Procesos

En la Imagen 7.39 se presenta la consola de monitoreo de procesos en la cual se encuentran los controles para efectuar el cálculo de liquidaciones de manera independiente, considerando lo antes mencionado y respetando los plazos previstos en la normatividad aplicable.

Es importante mencionar que toda vez que se cuentan con los resultados de cada una de las liquidaciones del MDA, del METR y de los SR se procede a la validación de la información obtenida. Esta validación considera los siguientes criterios:

- Revisión del balance de energía liquidado en el MDA comparado con la solución de mercado obtenida en la corrida realizada con base en las ofertas de compra y venta de energía y productos asociados (asignación de unidades y despacho económico).
- Revisión del balance de energía liquidado en el MTR comparado con las mediciones obtenidas, reportadas y validadas por cada una de las Gerencias de Control Regional adscritas al CENACE.
- Revisión de los importes obtenidos en las liquidaciones del MDA, del MTR y de SR verificando que se obtenga un saldo neto de cero en cada una de las liquidaciones, constatando además que las liquidaciones se realicen de manera independiente para cada sistema interconectado.

Toda vez que los resultados cumplen con los parámetros de aceptación requeridos se procede a la generación de Estados de Cuenta Diarios en el Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturación o SIGGEF, el cual permite su posterior publicación en el Sistema de Información de Mercado (SIM) para consulta y descarga de los Participantes de Mercado.

No se omite mencionar que para el correcto funcionamiento y control del SIGGEF solamente personal autorizado y debidamente capacitado accede a la aplicación para realizar los procedimientos correspondientes a la generación de Estados de Cuenta Diarios y su posterior publicación en el SIM.

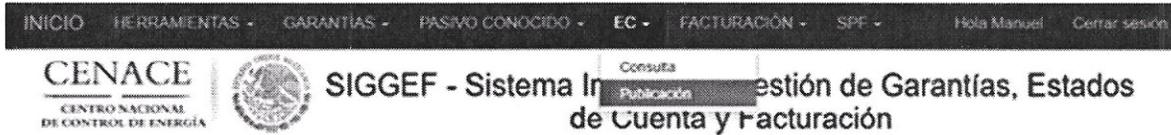
Desde el inicio de publicación de los Estados de Cuenta Diarios en el Sistema de Información de Mercado (07 días posteriores al día de operación correspondiente), se han puesto a disposición de los participantes en 04 formatos distintos:

- PDF: ("Portable Document Format")
- XML: ("Extensible Markup Language")
- CSV: ("Comma-Separated Values")

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- HTML: ("HyperText Markup Language")

Lo anterior en cumplimiento a lo señalado en las Bases del Mercado en el sentido de brindar toda la información suficiente para que los Participantes del Mercado sean capaces de reconstruir todos los cálculos plasmados en los Estados de Cuenta.



Los Participantes del Mercado sólo podrán asumir obligaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista cuando su cumplimiento esté debidamente garantizado en los términos de las Bases del Mercado y del Manual de Garantías de Cumplimiento.



Imagen 7.40. Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturación

Por último, es importante destacar que ambas herramientas se encuentran disponibles desde el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

VII.12.5 Diseño de sistemas automatizados

Para automatizar los cálculos de REA se realizaron reglas de negocio para tener una base de la metodología utilizada y que a su vez reflejen la interpretación de las Reglas del Mercado, a continuación, se muestran las reglas de negocio tanto para el cálculo individual como para el cálculo de Mandatorios comunes.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Imagen 7.41. Reglas para el cálculo de la REA.

El resultado de estas reglas se puede ver concretado en la aplicación del "Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturación" SIGGEF la cual se encuentra alojado en los servidores del CENACE y tiene la siguiente estructura:

Tema principal	Subtema	Aplicación
Instrumentos	Cumplimiento	Saldos
		Movimientos
Seguimiento a Contrato		
	Seriedad	Saldos
		Movimientos
REA	Pasivos Conocidos	Saldos
		Saldos Históricos
		Movimientos
	Tablero REA	
	Tablero REA - Detalle	
	Tablero REA – Área Certificada	
	Históricos	Fechas Calculo
		REA
		Variables FV
		Variables Precio
	Variables TBFin	
	Gráfica REA	
HERRAMIENTAS	Bitácoras	Garantías
	Catálogos	Constantes de Sistema
		Constantes por Participantes
		Instituciones Bancarias
	Configurar	Mandatarios
Administrar usuarios		

Cuadro 7.36. Estructura del SIGGEF

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.12.6 Liquidación en el Mercado de Corto Plazo y Servicios Conexos

El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se liquidarán en bloques de 24 horas los cuales corresponderán a un día calendario basado en el huso horario prevaeciente en el sistema interconectado que se liquida. Se utiliza un sistema de doble liquidación para la energía y los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual implica una liquidación del Mercado del Día en Adelanto seguida por una liquidación para las diferencias con el Mercado de Tiempo Real. En este sentido se establecieron criterios generales que permiten validar en un primer ejercicio que el proceso de liquidaciones se sujeta a lo dispuesto en la base 17.1.3 inciso c, la cual establece que El CENACE tendrá un saldo neto de cero en cada una de las dos liquidaciones.

En virtud de lo anterior, el equipo de liquidaciones desarrolló mecanismos de validación de los resultados obtenidos garantizando que el precepto normativo invocado se cumpla. Por tanto, a continuación, se expone a detalle los procesos involucrados para evaluar cada uno de los 3 criterios referidos.

VII.12.6.1 Asignación de Unidades y Despacho Económico

La asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto se determina por el CENACE en un solo paso durante el día anterior al Día de Operación, siendo su finalidad maximizar el excedente económico total al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, mientras asegura que esté disponible para operar la generación suficiente para satisfacer la demanda a la vez que se cumple con los Criterios de Confiabilidad que establezca la CRE a través del Código de Red incluyendo la provisión de Servicios Conexos.

Toda vez que se cuenta con la solución de mercado que optimiza los requerimientos para un día de operación determinado, el resultado que permite equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional se registran en las bases de datos siguientes:

- BD_MDA_BCA.DH_CARGAS_NODALES
- BD_MDA_BCA.DH_CARGAS_ZONALES
- BD_MDA_BCA.DH_UNI_OFERTA_CC
- BD_MDA_BCA.DH_UNI_OFERTA_CIL
- BD_MDA_BCA.DH_UNI_OFERTA_HIDRO
- BD_MDA_BCA.DH_UNI_OFERTA_NP
- BD_MDA_BCA.DH_UNI_OFERTA_RENOVABLE
- BD_MDA_BCA.DH_UNI_OFERTA_TERMICA
- BD_MDA_SIN.DH_CARGAS_NODALES
- BD_MDA_SIN.DH_CARGAS_ZONALES
- BD_MDA_SIN.DH_UNI_OFERTA_CC
- BD_MDA_SIN.DH_UNI_OFERTA_CIL
- BD_MDA_SIN.DH_UNI_OFERTA_HIDRO
- BD_MDA_SIN.DH_UNI_OFERTA_NP
- BD_MDA_SIN.DH_UNI_OFERTA_RENOVABLE
- BD_MDA_SIN.DH_UNI_OFERTA_TERMICA
- BD_MDA_BCS.DH_CARGAS_NODALES
- BD_MDA_BCS.DH_CARGAS_ZONALES
- BD_MDA_BCS.DH_UNI_OFERTA_CC
- BD_MDA_BCS.DH_UNI_OFERTA_CIL
- BD_MDA_BCS.DH_UNI_OFERTA_HIDRO

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- BD_MDA_BCS.DH_UNI_OFERTA_NP
- BD_MDA_BCS.DH_UNI_OFERTA_RENOVABLE
- BD_MDA_BCS.DH_UNI_OFERTA_TERMICA

En un proceso independiente el equipo de liquidaciones efectúa la liquidación correspondiente al MDA, cuyos resultados se guardan para su posterior consulta en las tablas siguientes:

- BD_LIQUIDACIONES.RH_ENERGIA_S_MDA
- BD_LIQUIDACIONES.RH_ENERGIA_C_MDA

Toda vez que se identificaron las fuentes de información a comparar se procede a realizar la consulta en las bases de datos considerando la fecha de operación liquidada, el sistema interconectado y el tipo de activo que está asociado a las operaciones del mercado de corto plazo, ya sean unidades generadoras (GEN); cargas directamente modeladas (CDM) y cargas indirectamente modeladas (CIM). En la siguiente imagen se ejemplifica la revisión efectuada para el 31 de mayo de 2016

FECHA...	CLV_SISTEMA	SOLUCION_MERCADO	LIQUIDA_MDA	TIPO_LIQ_MDA	DIFEREN...
31/05/16	BCA	1608.7	1608.7	CDM	0
31/05/16	BCA	35297.7	35297.7	CIM	0
31/05/16	BCA	37425.919	37425.919	GEN	0
31/05/16	BCS	6309.22	6309.22	CIM	0
31/05/16	BCS	6457.55	6457.55	GEN	0
31/05/16	SIN	46086.06	46086.06	CDM	0
31/05/16	SIN	809703.998	809703.998	CIM	0
31/05/16	SIN	874775.369	874775.369	GEN	0

Imagen 7.42. Balance de Energía en el Mercado de Día en Adelanto (Mediciones reportadas v.s. Energía Liquidada)

En el resultado anterior es posible identificar que para el martes 31 de mayo de 2016 los MW asignados que satisfacen la maximización del beneficio económico total al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica en cada sistema interconectado es la misma cantidad considerada en las liquidaciones del Mercado de Día en Adelanto.

VII.12.6.2 Revisión del Balance de Energía Liquidado en el MTR

Las Bases del Mercado establecen que se utilizará un sistema de doble liquidación para la energía y los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual implica una liquidación del Mercado del Día en Adelanto seguida por una liquidación para las diferencias con el Mercado de Tiempo Real.

Para poder ejecutar la liquidación del Mercado en Tiempo Real (MTR) se requiere que la información correspondiente a las mediciones disponibles se encuentre en las bases de datos que el sistema de liquidaciones consulta para efectuar los cálculos correspondientes.

Para este caso, las mediciones para liquidaciones se encuentran disponibles para su consulta toda vez que las Gerencias de Control Regional adscritas al CENACE han constatado y validado las mediciones que les corresponden. En las tablas siguientes se encuentra la información que sirve de base para la liquidación del MTR:

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- LIQ_CONSUMO_BASICO@MDMIIE
- LIQ_GENERACION@MDMIIE
- LIQ_CARGAS_DM@MDMIIE

La liquidación del MTR considera, entre otros conceptos, el pago diario total por los incrementos de energía generada respecto a la programada en el Mercado del Día en Adelanto. Desde esta perspectiva, en las siguientes tablas se reporta el resultado de liquidar las diferencias entre lo efectivamente medido contra lo programado en el MDA:

En la siguiente imagen se observa que, al efectuar la consulta en base de datos, la información registrada para la liquidación del martes 31 de mayo de 2016 referente a las mediciones reportadas por las Gerencias de Control Regional fueron las que se liquidaron en el MTR.

FECHA_MEDICIONES	CLV_SISTEMA	MEDICION	LIQUIDA_MTR	DIFERENCIAS_MTR	TIPO_MEDICIONES
31/05/16	BCA	1724.438	1724.438	0	CDM
31/05/16	BCA	34832.57821549368898568...	34832.549860269444	0.0283552242...	CIM
31/05/16	BCA	38838.276	38838.276	0	GEN
31/05/16	BCS	5968.97859522126087685206	5968.973708309088	0.0048869121...	CIM
31/05/16	BCS	6530.455	6530.455	0	GEN
31/05/16	SIN	34418.699	34418.699	0	CDM
31/05/16	SIN	705483.957656149653247...	705483.65876530133	0.2988908483...	CIM
31/05/16	SIN	860493.74	860493.74	0	GEN

Imagen 7.43. Balance de Energía en el Mercado de Tiempo Real (Solución de Mercado v.s. Energía Liquidada)

Adicionalmente, como criterio complementario se procede a verificar la información que se inyecta y se retira del sistema por concepto de importaciones y exportaciones considerando la validación anterior. Es decir, partiendo de la premisa que la importación se considera una inyección de energía y la exportación un retiro, al compararse los registros de las cargas directamente modeladas (CDM), las exportaciones (EXP), los generadores (GEN) y las importaciones (IMP) también se debe obtener los mismos resultados.

Para esta revisión se considera la información del catálogo maestro del Sistema de Información de Mercado la cual se ubica en las siguientes tablas:

- CAT_MEM.CH_CARGAS
- CAT_MEM.CH_UNIDADES
- CAT_MEM.CH_ENLACES_INTERNACIONALES

En esta validación se observa a nivel de enlace internacional la energía que se inyectó y retiró del Sistema Eléctrico Nacional, la cual se contrasta con las mediciones reportadas. En esta validación se observa que la sumatoria de la energía generada e importada, así como la energía exportada y la retirada por las cargas indirectamente modeladas a nivel de sistema interconectado es la misma que se reporta en el balance referido en la Imagen 7.43.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

FECHA	CLV_SISTEMA	CLV_ENLACE_INT	MEDICION	MTR	DIFERENCIA	TIPO
31/05/16	BCA	CARGA DIR. MODELADA	1710.438	1710.438	0	CDM
31/05/16	BCA	GENERACION	37662.193	37662.193	0	GEN
31/05/16	BCA	ROA-IVY-230	0	0	0	EXP
31/05/16	BCA	ROA-IVY-230	912.083	912.083	0	IMP
31/05/16	BCA	TJI-OMS-230	14	14	0	EXP
31/05/16	BCA	TJI-OMS-230	264	264	0	IMP
31/05/16	BCS	GENERACION	6530.455	6530.455	0	GEN
31/05/16	SIN	02ORIGUA-400	0	0	0	EXP
31/05/16	SIN	06CIDLAA-138	0	0	0	EXP
31/05/16	SIN	06CIDLAA-138	2400	2400	0	IMP
31/05/16	SIN	06CUFRRD-138	0	0	0	EXP
31/05/16	SIN	06CUFRRD-138	5220	5220	0	IMP
31/05/16	SIN	06PNEEAP-138	0	0	0	EXP
31/05/16	SIN	06PNEEAP-138	720	720	0	IMP
31/05/16	SIN	08PENBEL-115	684.259	684.259	0	EXP
31/05/16	SIN	CARGA DIR. MODELADA	33734.44	33734.44	0	CDM
31/05/16	SIN	GENERACION	852153.74	852153.74	0	GEN

Imagen 7.44. Balance de Energía en el Mercado de Tiempo Real (Solución de Mercado v.s. Energía Liquidada)

Con base en lo anterior se observa que para el martes 31 de mayo de 2016 los 860,493.74MWh liquidados en el MTR correspondientes al Sistema Interconectado Nacional se integran por 852,153.74MWh inyectados por unidades generadoras, 2,400MWh importados por el enlace 06CIDLAA-138 (CD INDUSTRIAL – LAREDO AMER); 5,220MWh importados por el enlace 06CUFRRD-138 (CUMBRES FRONTERA – RAIL ROAD) y 720MWh importados por el enlace 06PNEEAP-138 (PIEDRAS NEGRAS – EAGLE PASS). Para el Sistema Interconectado Baja California los 38,838.276MWh reportados y liquidados se integran por 37,662.193MWh inyectados por unidades generadoras, 912.083MWh importados por el enlace ROA-IVY-230 (LA ROSITA – IMPERIAL VALLEY) y 264MWh importados por el enlace TJI-OMS-230 (TIJUANA – OTAY MESA).

Esta misma lógica se observa para las cargas directamente modeladas y las exportaciones tanto en el Sistema Interconectado Nacional como en el Sistema Interconectado Baja California.

VII.12.6.3 Revisión de los Importes Obtenidos en las Liquidaciones del MDA y del MTR

La previsión señalada en las bases del mercado en el sentido de que el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real estarán en balance en cada Día de Operación. Por lo anterior, en cada día, los estados de cuenta diarios que se emitan a los Participantes del Mercado con relación con dichos mercados deberán resultar en un monto total a cobrar igual al monto total a abonar.

Bajo esta tesitura, el equipo de liquidaciones toma los resultados de cada día de operación y se evalúa por concepto de liquidación, mercado liquidado (MDA, MTR y SR), sistema interconectado y participante de mercado los importes resultantes constatándose el balance cero, lo cual implica que los montos a cobrar son por el mismo valor que los montos a abonar.

Los importes resultantes de la liquidación del MDA, MTR y SR se registran diariamente en las siguientes tablas:

- BD_LIQUIDACIONES.R_CO_TOTALES_MDA
- BD_LIQUIDACIONES.R_CO_TOTALES_MTR
- BD_LIQUIDACIONES.R_CO_TOTALES_SR

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

En la Imagen 7.44 previa "Balance de Energía en el Mercado de Día en Adelanto (Mediciones reportadas v.s. Energía Liquidada)", se observa que para el caso de las liquidaciones correspondientes a las operaciones de mercado registradas el martes 31 de mayo de 2016 se muestran los montos totales a cobrar y a abonar por cada sistema interconectado. Para el Sistema Interconectado Baja California se cobraron a las entidades responsables de carga un monto de \$15,946,397.49 en el MDA y \$509,838.13 en el MTR. En el Sistema Baja California Sur por el mismo concepto se cobraron \$22,436,497.79 en el MDA y por ajustes se abonaron \$364,025.65 a los compradores de energía. En el Sistema Interconectado Nacional por concepto de energía se cobraron \$771,160,349.00 y se abonaron en el MTR \$42,244,352.33.

FECHA	CLV_SIS...	CRITERIA	TOT_PAGOS	TOT_CARGOS	BALANCE
31/05/16	BCA	CONEXOS MDA	410011.2	-410011.29	-0.09
31/05/16	BCA	CONEXOS MTR	0	0.05	0.05
31/05/16	BCA	ENERGIA MDA	15946397.38	-15946397.49	-0.11
31/05/16	BCA	ENERGIA MTR	509838.14	-509838.13	0.01
31/05/16	BCA	GSI MDA	184532.86	-184532.85	0.01
31/05/16	BCA	GSI MTR	0	0	0
31/05/16	BCA	SEG. INST. DESPACHO	0	0	0
31/05/16	BCA	SERV REG	7474702.53	-7474702.53	0
31/05/16	BCS	CONEXOS MDA	439199.78	-439199.78	0
31/05/16	BCS	CONEXOS MTR	0	0	0
31/05/16	BCS	ENERGIA MDA	22436497.79	-22436497.79	0
31/05/16	BCS	ENERGIA MTR	-364025.57	364025.65	0.08
31/05/16	BCS	GSI MDA	1398029.17	-1398029.16	0.01
31/05/16	BCS	GSI MTR	0	0	0
31/05/16	BCS	SEG. INST. DESPACHO	0	0	0
31/05/16	BCS	SERV REG	1421140.69	-1421140.69	0
31/05/16	SIN	CONEXOS MDA	5729884.51	-5729884.18	0.33
31/05/16	SIN	CONEXOS MTR	0	2.58	2.58
31/05/16	SIN	ENERGIA MDA	771160345.74	-771160349	-3.26
31/05/16	SIN	ENERGIA MTR	-42244352.72	42244352.33	-0.39
31/05/16	SIN	GSI MDA	1273841.22	-1273841.11	0.11
31/05/16	SIN	GSI MTR	0	0	0
31/05/16	SIN	SEG. INST. DESPACHO	0	0	0
31/05/16	SIN	SERV REG	156753513.69	-156753513.69	0

Imagen 7.45. Balance Financiero por Rubros de Operaciones por Sistema Interconectado

No se omite mencionar que la generación, emisión y publicación de Estados de Cuenta Diarios se realiza toda vez que los criterios de revisión cumplen con los parámetros esperados, que en el caso que nos ocupa se verifica que la energía programada en el MDA y las mediciones reportadas sean las que se están considerando en el proceso de liquidaciones. Además, cuando se cuenta con el resultado de la liquidación se verifica se cumpla el balance cero.

VII.12.6.4 Información Puesta a Disposición de los Participantes de mercado sobre estado de Cuenta, Facturación y Pagos.

Con relación a este apartado, es importante mencionar que el 15 de marzo de 2016 se publicó en el DOF el *Acuerdo por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos*, el cual establece los procesos que se llevan a cabo para la emisión de los Estados de Cuenta Diarios, facturación y procesos de pago y cobro que se derivan de la compra venta de energía eléctrica y los diversos Productos Asociados que forman parte del MEM.

En este contexto, el CENACE ha procurado en todo momento la difusión oportuna de la información correspondiente a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y de los procesos correlacionados al mismo; situación que en la materia de Estados de Cuenta no fue la excepción.

Específicamente, el CENACE desarrolló 2 guías operativas y 1 documento informativo, todos ellos complementarios a las disposiciones del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Los primeros 2 se relacionan con aspectos específicos del propio Estado de Cuenta e información de referencia que permitirá al Participante de Mercado conocer la estructura del Estado de Cuenta y el panorama de los procesos que se llevan a cabo para la emisión, difusión y consulta del Estado de Cuenta Diario en el Sistema de Información de Mercado.

El documento informativo denominado "Estructura de los Anexos del Estado de Cuenta Diario" es una guía de referencia para sensibilizar a los Participantes de Mercado sobre la naturaleza, características y aspectos importantes del contenido de los anexos en formato XML ("Extensible Markup Language"), mismos que contienen el desglose horario de cada uno de los conceptos incluidos en los ECD.

VII.13 Operación Contable del MEM

Las acciones realizadas para la implementación de la Operación Contable del MEM fueron realizadas por parte de personal del CENACE, así como externo a través de la contratación de servicios especializados en aspectos fiscales y en el ERP SAP ECC 6.0, de los cuales, los principales son los siguientes:

VII.13.1 Análisis de la Normatividad Energética

Este análisis fue realizado por parte de personal del CENACE con acompañamiento de la SENER y consistió en el análisis para la interpretación de la Ley de la Industria Eléctrica, las Bases del Mercado y el que en aquel entonces era el borrador del Manual de Estado de Cuenta Facturación y Pagos.

Era necesario lograr un entendimiento amplio de la Normatividad Energética para identificar el alcance y dimensión de las actividades necesarias para su implementación.

Este trabajo comenzó a mediados del año de 2015 y concluyó en diciembre del mismo año, toda vez que la fecha inicial planteada por la SENER para el arranque de operaciones del Mercado Eléctrico era enero de 2016.

Dado que estos trabajos fueron ejecutados por personal del CENACE, no existieron recursos adicionales a los de los sueldos y prestaciones de los funcionarios públicos.

VII.13.2 Análisis de la aplicación de la normatividad Financiera y Contable en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista

Esta tarea fue realizada por el personal del CENACE, el cuál con el entendimiento de la Normatividad Energética, encuadró las operaciones del MEM dentro de los lineamientos establecidos en las Normas Mexicanas de Información Financiera.

Esta acción se llevó a cabo con la finalidad de definir las políticas financieras y contables para llevar a cabo la contabilidad con apego a la normatividad aplicable, con lo que se definieron:

- Catálogo de Cuentas: Diseño de las cuentas contables necesarias para el registro contable de acuerdo a la clasificación de las operaciones del MEM por su naturaleza.
- Guías Contabilizadoras: Compendio de directrices para el registro contable clasificadas por operación.
- Instructivos de Manejo de Cuentas: Descripción de los movimientos contables que se pueden realizar en cada cuenta contable con apego a la operación.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Estructuras Organizativas: Clasificación de las operaciones contables con la finalidad de reconocer información específica útil para el análisis de la información.
- Estados Financieros: Clasificación de las operaciones monetarias del Mercado de acuerdo a su naturaleza y grado de realización.
- Políticas Contables: Conjunto de principios y reglas específicos para el registro contable con apego a las Normas de Información Financiera.

Esta actividad comenzó en junio de 2015 y concluyó en su primera etapa en diciembre de 2015. A la fecha se han llevado diversas revisiones de acuerdo a las actividades que se han implementado con las diferentes etapas de implementación del Mercado eléctrico Mayorista.

Para la ejecución de esta tarea, el CENACE únicamente erogó los sueldos y prestaciones de sus funcionarios que intervinieron en el proceso.

VII.13.3 Análisis de la aplicación de la Legislación Fiscal en la operación del MEM

El análisis Fiscal de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista dentro del CENACE se ha llevado a cabo en distintas etapas.

La primera etapa, por la premura en el arranque de operaciones del MEM, se llevó a cabo por el personal del CENACE, en donde se determinaron los siguientes criterios:

- Que el papel que juega el CENACE en carácter de administrador no persigue fines de lucro y que, por ende, con el inicio de las operaciones de Mercado continuó tributando en el título III "Régimen de las Personal Morales con Fines No Lucrativos" de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.
- El tratamiento fiscal del Fideicomiso de Capital de Trabajo como un instrumento de cobros y pagos sin personalidad jurídica independiente.
- Los Folios Únicos de Liquidación que gravan el Impuesto Al valor Agregado.
- La estructura y contenido de los comprobantes fiscales que emite el CENACE y los Participantes del Mercado.
- El procedimiento para el cálculo y entero de los impuestos mensuales.
- Las políticas fiscales para el cabal cumplimiento de las obligaciones del CENACE.

Esta primera etapa se llevó a cabo desde mayo de 2015 a diciembre de 2016 y los recursos utilizados para su ejecución fueron los sueldos y salarios de los funcionarios públicos del CENACE que participaron en los trabajos.

La segunda etapa se llevó a cabo una vez arrancada la operación financiera del Mercado, para lo cual que se contrataron los "Servicios de Consultoría Tributaria" con el Despacho Servicios Integrados de Contabilidad, S. C., teniendo los siguientes resultados:

- De los entregables del Consultor, se obtuvo como resultado, la identificación del régimen fiscal aplicables al CENACE, del cual se concluyó que por la naturaleza y objeto del mismo, debe tributar en materia del ISR, como un contribuyente "DEL RÉGIMEN DE LAS PERSONAS MORALES CON FINES NO LUCRATIVOS, situación que se ha dado desde su creación.
- De la revisión llevada a cabo por el Consultor Fiscal a los papeles de trabajo que sirvieron de base para el llenado de las obligaciones fiscales tanto de declaraciones de pago y las de

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

carácter informativo por los ejercicios 2015, 2016 y 2017 en materias de las leyes del ISR, IVA y CFF se concluyó que fueron razonablemente correctas.

- De la contratación de los servicios de consultoría tributaria, se obtuvo una opinión independiente respecto al nivel de cumplimiento de las disposiciones fiscales y legales, la cual es satisfactoria con lo realizado por el CENACE.
- Como resultado de los entregables del Consultor Fiscal, permite obtener una seguridad razonable de que el CENACE ha dado cumplimiento a lo establecido en el Código Fiscal de la Federación, Ley del Impuesto Sobre la Renta y la Ley del Impuesto al Valor Agregado, que en ejercicio de las atribuciones le competen.
- Por las conclusiones manifestadas en sus tres etapas por el Consultor Fiscal, se confirman las actividades, los criterios y opiniones vertidas por el CENACE en su campo de actuación en materia tributaria, por lo que no hubo discrepancias sustantivas en las opiniones.

Los trabajos del Despacho se llevaron a cabo del 17 de julio al 18 de diciembre de 2017 y tuvieron un costo total de \$400,000 pesos más IVA.

VII.13.4 Adecuaciones derivadas de los cambios en la Legislación Fiscal

Desde el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista a la fecha, el Servicio de Administración Tributaria (SAT) ha emitido diversos cambios fiscales y en particular en materia de emisión de comprobantes fiscales, así como operaciones de cobros y pagos.

En este sentido, el 5 de diciembre de 2016, el SAT dio a conocer en su portal de internet el proyecto de lo que sería la versión 3.3 del Anexo 20 para la emisión del Comprobante Fiscal Digital por Internet (CFDI), lo cual era de aplicación obligatoria a partir del 1 de julio de 2017.

De esta forma, el personal del CENACE realizó el análisis respectivo y una vez conocidas las necesidades, contrató los servicios de la Gerencia ASARE de la CFE (quienes en la actualidad además proporcionan los servicios de Hosteo y Mantenimiento Técnico del sistema administrativo SAP ECC del CENACE) para que a través de ellos se realizaran las adecuaciones necesarias.

Aunque con posterioridad, el SAT dio una prórroga para marzo de 2018 en la entrada en vigor de la versión 3.3 de los CFDIs, el CENACE concluyó los trabajos de adecuación a finales del mes de noviembre de 2017, comenzando a emitir la facturación bajo la nueva versión a partir del 01 de diciembre de 2017.

Los trabajos realizados por la Gerencia ASARE se llevaron a cabo del 23 de mayo al 30 de octubre de 2017, con un costo de \$1,769,150.00 pesos más IVA.

VII.13.5 Formalización de Procedimientos de Operación Contable

En enero de 2017, se llevaron a cabo por parte de personal del CENACE trabajos de elaboración y revisión de los procedimientos de la Operación Contable del Mercado Eléctrico Mayorista.

Estos trabajos se realizaron con la finalidad de definir y homologar la manera de llevar a cabo el registro de las operaciones financieras del MEM.

Dichos procedimientos fueron formalizados y difundidos en noviembre de 2011.

Los recursos utilizados para estos trabajos, fueron los sueldos y salarios de los funcionarios públicos del CENACE.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VII.13.6 Formalización de Indicador de Desempeño

En noviembre de 2017, se definió y formalizó el indicador de nivel de desempeño denominado "Control y registro de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista", el cual consiste medir el control y la eficacia del proceso por medio de la publicación oportuna de los comprobantes fiscales que emite el CENACE en el Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturación, el indicador es la síntesis de la ejecución del correcto funcionamiento de los subprocesos de incorporación de datos maestros, incorporación de datos transaccionales y emisión de facturas.

Estos trabajos fueron ejecutados por el personal del CENACE y el costo fue el de los sueldos y salarios de dichos funcionarios.

VII.13.7 Diseño, desarrollo e implementación de interfaces

Dado el volumen de las operaciones esperadas y con la finalidad de hacer eficiente en los recursos, tiempos y personal que se dediquen a la Operación Contable del MEM, surgió la necesidad de automatizar los procesos, por lo que el personal del CENACE se dio a la tarea de diseñar para su realización en el sistema SAP ECC 6.0, diversas interfaces informáticas que permiten la comunicación del sistema administrativo SAP ECC con los Sistemas del Mercado.

Una vez diseñadas las interfaces, se contrató a la empresa Deloitte Consulting, quienes proporcionaron los servicios de "Servicio de Integración de Sistema de Mercado, Bancos y Sistema Administrativo (SAP)", con el objetivo de:

Configurar el sistema administrativo (SAP ECC) que soportará a los procesos de Mercado, así como realizar la integración de este sistema hacia el Sistema de Mercado y la Institución Financiera, conforme a los requerimientos contenidos en este documento, que deberá considerar lo siguiente:

1. Parametrización requerida en el Sistema Administrativo SAP ECC para la creación de una nueva compañía para la gestión del BackOffice del sistema de mercado.
2. Creación de la integración del Sistema Administrativo SAP ECC hacia la Aplicación de Mercado.
3. Parametrización requerida en el Sistema Administrativo SAP ECC para el envío de información para dispersión de pagos y recepción de estados de cuenta bancarios de la nueva compañía.
4. Creación de la integración del Sistema Administrativo SAP ECC hacia una Institución Financiera (Banco).

De esta forma, los procesos principales de las interfaces son los de cuentas por pagar y cuentas por cobrar, los cuales funcionan de la siguiente manera:

- Cuentas por Cobrar (Facturación)
- Cuentas por Pagar

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

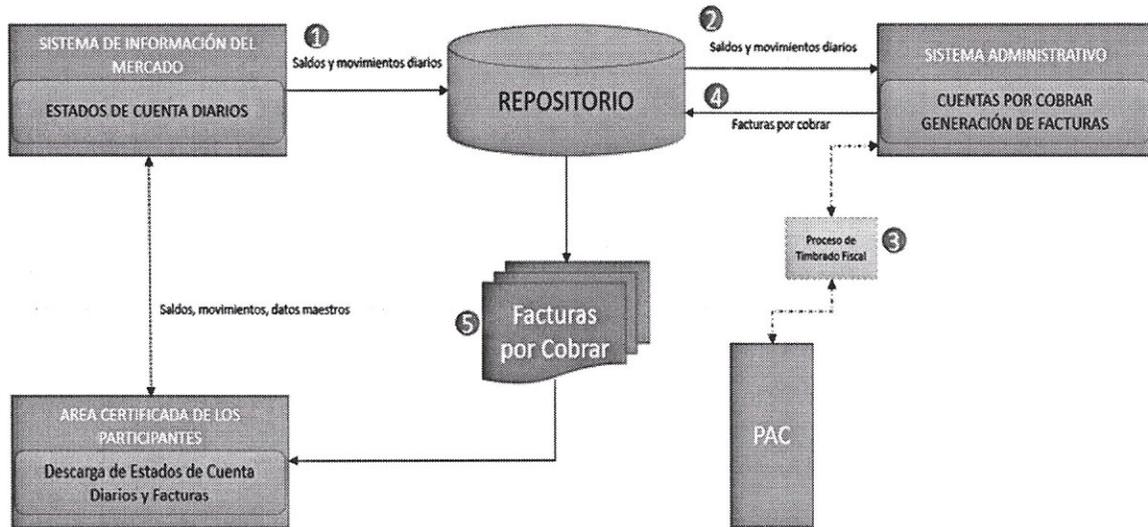


Imagen7.46. Cuentas por Cobrar (Facturación)

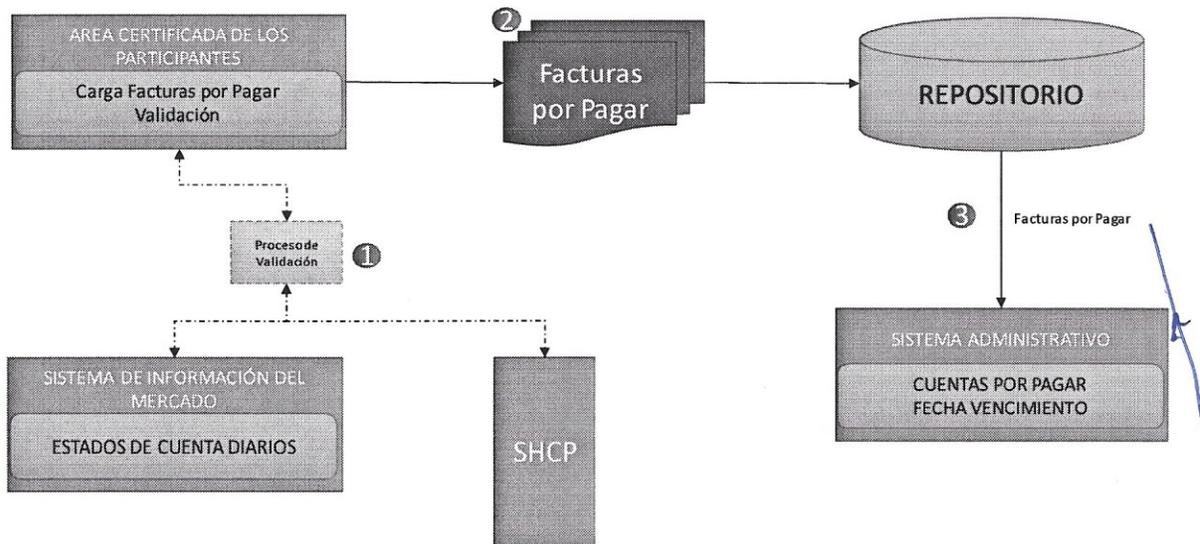


Imagen 7.46. Cuentas por pagar

Estos trabajos fueron ejecutados del 29 de noviembre al 30 de diciembre de 2015 y tuvo un costo total de \$2,317,680.00 pesos más IVA.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VIII. Seguimiento y control

VIII.1 Subastas de Largo Plazo

Para dar un seguimiento y control al proceso de Subasta de Largo Plazo se tienen implementados los siguientes mecanismos:

- Reuniones de seguimiento con el grupo directivo para dar informe sobre el estado de la operación de cada subasta y en caso de identificar un elemento que pueda colocar al proceso en estado de alerta realizar las acciones necesarias para no poner en riesgo el proceso.
- Se tienen establecidos procedimientos de ejecución del proceso y se han realizado actualizaciones en función a la evolución del propio proceso.
- Se cuenta procedimientos políticos de seguridad cibernética y física con el objeto de salvaguardar la información proporcionada por todos los participantes de la Subasta de Largo Plazo.
- Se cuenta con un plan de sucesión y contingencia para que en caso de alguna eventualidad de carácter humano o inhabilitación del lugar donde se precalifique las Ofertas de Venta, este pueda continuar operando, definiendo suplencias de coordinadores de cada especialidad y teniendo un lugar alterno para operar la precalificación.

VIII.2 Cámara de Compensación

Toda vez que no se ha logrado la contratación del Operador de la Cámara de Compensación, el CENACE, para todos fines legales a que haya lugar, continúa siendo de manera transitoria la Cámara de Compensación, en tanto no se logre la contratación de un Operador o se opte por continuar llevando a cabo las funciones de forma indeterminada.

Para avanzar con el proceso de implementación de todas las funcionalidades de la Cámara de Compensación, el CENACE ha emprendido las siguientes acciones en los últimos meses:

No.	Actividad	Objetivo	Duración de la actividad	Alcance de la actividad/comentario	Status de la actividad
1	Publicación del AVISO por el que el CENACE comunica que continuará llevando a cabo, de manera transitoria, las funciones de la Cámara de Compensación	Continuar con el proceso de implementación de la Cámara de Compensación en las Subastas de Largo Plazo debido a la imposibilidad de contar con un Operador.	Desde el pasado 15 de marzo de 2018, para todos los efectos que haya lugar, el CENACE continuará siendo la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo	<ul style="list-style-type: none"> • En tanto no se encuentre un Operador, el CENACE desempeñará las funciones de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo, conforme a las Directrices establecidas en las Guía Operativa de la Cámara de Compensación, y demás normatividad aplicable. 	Activa
2	Cálculo y notificación del monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento y del monto mínimo	Dar cumplimiento a lo establecido en la Guía Operativa y permitir a las ERCs distintas al SSB presentar tanto su garantía de	Veinte días antes de la firma de los Contratos de la SLP-1/2017, la Cámara calculó y notificó el monto	<ul style="list-style-type: none"> • Se notificó a los Compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos el cálculo de su Exposición Contractual 	Activa

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

No.	Actividad	Objetivo	Duración de la actividad	Alcance de la actividad/comentario	Status de la actividad
	de la Contribución al Fondo de Reserva a Compradores distintos del Suministrador de Servicios Básicos	cumplimiento como su Contribución al Fondo de Reserva en tiempo y forma para con ello, mitigar los riesgos de incumplimiento una vez suscritos los Contratos de Cobertura Eléctrica.	mínimo de la Garantía de Cumplimiento y de la Contribución al Fondo de Reserva de los Compradores al Suministrador de Servicios Básicos. A partir de la suscripción de los contratos, lo ha estado haciendo de manera diaria y lo seguirá haciendo hasta el fin de vigencia de los contratos.	de Corto Plazo y de la Exposición al Cargo de Capital de Largo Plazo, así como el monto mínimo de la Garantía de Cumplimiento y de la Contribución al Fondo de Reserva mediante oficio. <ul style="list-style-type: none"> El CENACE en su función de Cámara de Compensación, revisó y validó los instrumentos presentados para acreditar la Garantía de Cumplimiento y la Contribución al Fondo de Reserva. Asimismo, verificó los importes depositados en efectivo en las cuentas bancarias que designó el CENACE para tales fines. 	
3	Revisión y de custodia de Cartas de Crédito de Compradores y Vendedores para cubrir la Garantía de Cumplimiento y la Contribución al Fondo de Reserva de los Contratos de Cobertura Eléctrica de la SLP-1/2017	Dar cumplimiento a lo establecido en el Manual de Subastas de Largo Plazo, la Guía Operativa de la Cámara de Compensación y las Bases de Licitación, para mitigar los riesgos de incumplimiento de los Compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos, así como de los Vendedores del portafolio.	Durante abril de 2018 y previo a la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica, la Cámara de Compensación recibió para revisión los borradores de Cartas de Crédito de Vendedores y Compradores. Al respecto, emitió comentarios, los cuales fueron debidamente atendidos.	<ul style="list-style-type: none"> El CENACE es responsable de la custodia, administración y ejecución de las Garantías de Cumplimiento y de la Contribución al Fondo de Reserva. 	Concluida
4	Elaboración y firma del Contrato de Depósito en Garantía para la entrega en forma de depósito de cantidades de dinero	Dar cumplimiento a lo establecido en la Guía Operativa y en particular al numeral 5.2.2 que dice que al menos el 50% de la Contribución al Fondo de Reserva deberá aportarse a través de depósitos en garantía y el restante podrá aportarse a través de cartas de crédito.	3 semanas (marzo-abril 2018)	<ul style="list-style-type: none"> Los Compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos firmaron el Contrato de Depósito en Garantía correspondiente y depositaron en la cuenta bancaria que el CENACE habilitó para tales fines, al menos el 50% del monto mínimo 	Concluida

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

No.	Actividad	Objetivo	Duración de la actividad	Alcance de la actividad/comentario	Status de la actividad
5	Elaboración y firma de los Contratos de Cobertura Eléctrica de la Subasta SLP-1/2017	Cumplimiento a las disposiciones del Manual de Subastas de Largo Plazo, de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación y de las Bases de Licitación SLP-1/2017.	3 semanas (marzo-abril 2018)	<ul style="list-style-type: none"> La Cámara de Compensación suscribió los Contratos como Comprador ante los Vendedores y como Vendedor ante los Compradores, conforme al calendario de la Subasta SLP-1/2017. 	Concluida
6	Publicación de diversos AVISOS en el Sistema de Información de Mercado (SIM) de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo	Cumplimiento a las disposiciones del Manual de Subastas de Largo Plazo, de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación y de las Bases de Licitación.	De noviembre de 2017 a la fecha	<ul style="list-style-type: none"> Se publicaron diversos AVISOS con motivo de la implementación de la Cámara de Compensación en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 En el siguiente link se pueden encontrar los AVISOS: http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/CamaraCompensacion.aspx 	Activa
7	Administración de los Contratos de Cobertura Eléctrica de la SLP-1/2017	Vigilar el cumplimiento de los derechos y obligaciones de los Compradores y Vendedores de los Contratos de Cobertura Eléctrica de la SLP-1/2017, así como revisión y seguimiento a los Reportes mensuales del progreso de la construcción de las Centrales Eléctricas	Mensual hasta la Fecha de Operación Comercial	<p>Con fundamento en el numeral 3.2(c)(iv) del Contrato de Cobertura Eléctrica para Vendedores, a partir del mes siguiente de la fecha de Suscripción del Contrato y hasta la fecha de Operación Comercial, el Vendedor entregará a la Cámara de Compensación reportes de avance mensual sobre las etapas de ingeniería, fabricación y suministro de equipos principales y materiales, construcción (obras civiles y montaje electromecánico) y puesta en servicio de la Central Eléctrica.</p> <p>Asimismo, conforme al numeral 3.2(c)(v), los reportes de avance mensual deberán abarcar tanto el cumplimiento del programa como el progreso en el desarrollo de todas las etapas de la construcción; ir firmados por el supervisor de obra que se contrate</p>	Activa

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

No.	Actividad	Objetivo	Duración de la actividad	Alcance de la actividad/comentario	Status de la actividad
				para tal efecto, deberán contar con el visto bueno del Representante del Vendedor, e incluir cuando menos lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Resumen ejecutivo. • Sección de asuntos críticos y alternativas de solución para los mismos. • Sesión fotográfica que muestre los avances de las obras. • Avance en la obtención de los permisos que sean de su responsabilidad. • Programa de avance de la ingeniería con gráfica de avances reales contra aquellos avances programados. • Programa de avances de la procura de los materiales, la fabricación de los equipos principales y la información relacionada con las fechas de entrega. • Programa de avances de la construcción de la Central Eléctrica, incluyendo una relación que resuma cualquier dificultad encontrada en el sitio y con una explicación sobre cualquier acción tomada o que proponga tomar para remediar dicha dificultad. • Realización de las pruebas correspondientes, en términos de la Legislación Aplicable. • Reporte administrativo que contenga gráficas del progreso real de las obras comparando el progreso previsto en el calendario. 	

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

No.	Actividad	Objetivo	Duración de la actividad	Alcance de la actividad/comentario	Status de la actividad
				<ul style="list-style-type: none"> Sección con las fechas previstas en el calendario contenido en el Anexo II (Hitos para la Operación Comercial de la Central Eléctrica) con la actualización de las fechas reales conforme se vayan cumpliendo dichos hitos. Actividades principales a realizar durante el próximo mes calendario. <p>En caso de no cumplir con la forma y contenido del reporte de avance mensual, la Cámara de Compensación notifica al Vendedor la información incorrecta o faltante para que éste la corrija o la integre en un plazo no mayor a 30 días a partir de la notificación realizada por el CENACE en su función de Cámara de Compensación</p> <p>La Cámara de Compensación debe estar atenta a los Hitos de la Construcción de las Centrales Eléctricas debido a que en caso de incumplimiento de alguno de ellos, deberá aplicar las penas convencionales respectivas, conforme a lo establecido en los Contratos de Cobertura Eléctrica.</p>	
8	Creación del Comité de Análisis y Modificación de Contratos	Dar atención a las solicitudes de modificación de Contratos de Cobertura Eléctrica de los Vendedores de la primera Subasta de Largo Plazo 2017.	Junio 2018 y hasta la terminación de los Contratos de Cobertura Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> El CENACE elaboró las Reglas de Operación del Comité de Análisis y Modificación de Contratos para Compradores. El 12 de junio de 2018, el CENACE envió a los Compradores de la SLP-1/2017 la propuesta de Reglas de Operación del Comité El 4 de julio de 2018 tuvo lugar la sesión de 	Concluida

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

No.	Actividad	Objetivo	Duración de la actividad	Alcance de la actividad/comentario	Status de la actividad
				instalación del Comité y la primera sesión.	
9	Estimación diaria de la Exposición Contractual de Corto Plazo y de la Exposición al Cargo de Capital de Largo Plazo	Estimar el importe de las obligaciones contractuales de corto y largo plazo, para mitigar el riesgo de incumplimiento.	Durante toda la vigencia de los Contratos de Cobertura Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> La Cámara de Compensación evalúa diariamente la relación que existe entre la Exposición Contractual de Corto Plazo y el valor de su Garantía de Cumplimiento para verificar que cumpla con el monto mínimo requerido. La Cámara de Compensación evalúa diariamente la relación que existe entre la Exposición al Cargo de Capital de Largo Plazo y el valor de su Contribución al Fondo de Reserva para verificar que cumpla con el monto mínimo requerido. En caso de que cualquiera de las exposiciones rebase los umbrales permitidos, la Cámara de Compensación solicitará más Garantías, las cuales pueden ser Cartas de Crédito, Efectivo, o una combinación de ambas. 	Activa
10	Actualización de Reportes de Calidad Crediticia	Determinar la Calidad Crediticia de los Compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos	Por lo menos una vez al año	<ul style="list-style-type: none"> Se notificó a un comprador el vencimiento de su Exposición Permitida sin Garantía Líquida solicitándole la información necesaria para poder actualizar su Reporte de Calidad Crediticia Los Compradores en cualquier momento pueden solicitar un Reporte de Calidad Crediticia 	Concluida

Cuadro 8.1. Acciones de seguimiento y control para la implementación de la Cámara de Compensación

CMR

Handwritten signature

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VIII.3 Mercado para el Balance de Potencia

Con el objetivo de llevar a cabo el adecuado control del Mercado para el Balance de Potencia, el 1º de marzo de 2017 se formalizaron los Manuales de Procedimientos que rigen el Mercado para el Balance de Potencia, los cuales quedan integrados por los siguientes:

- 1) Procedimiento de Preparación del Mercado para el Balance de Potencia,
- 2) Procedimiento de Realización o Cierre del Mercado para el Balance de Potencia; y
- 3) Procedimiento de Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia

Cabe mencionar que se realiza un Informe Anual del Estado que guarda el Sistema de Control Interno en el Centro Nacional de Control de Energía, derivados de la Evaluación del proceso del Mercado para el Balance de Potencia. En la página del CENACE dedicada a la Operación del Mercado (<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx>) presenta los siguientes documentos relacionados con informes periódicos:

- Informe Ejecutivo MBP 2016
- Informe Ejecutivo MBP 2017

VIII.4 Subastas de Mediano Plazo

Para llevar a cabo las acciones sobre el control de las Subastas de Mediano Plazo, el 1º de septiembre de 2017 se realizó la formalización de los Manuales de Procedimientos que rigen las Subastas de Mediano Plazo, los cuales quedan integrados por los siguientes:

- 1) Procedimiento de Invitación a participar en la Subasta de Mediano Plazo,
- 2) Procedimiento de Definición de Productos Objetos de la Subasta de Mediano Plazo,
- 3) Procedimiento de Precalificación de Ofertas de Venta,
- 4) Procedimiento de Recepción y Evaluación de la Oferta Económica de las Ofertas de Venta; y
- 5) Procedimiento de Fallo y Asignación de Contratos

Adicionalmente, se realiza un Informe Anual del Estado que guarda el Sistema de Control Interno en el Centro Nacional de Control de Energía, derivados de la Evaluación del proceso de la Subasta de Mediano Plazo.

Dentro de las acciones realizadas en la Subasta de Mediano Plazo, se llevan a cabo las juntas de aclaraciones cuyo objetivo es recibir y atender las preguntas o solicitudes de aclaración de cualquier Interesado, Comprador Potencial o Vendedor Potencial, según sea el caso, relacionadas exclusivamente con el contenido de las Bases de Licitación y Modelos de Contratos. Cada uno de estos temas tiene un periodo de tiempo específico para la realización de preguntas y respuestas. Dichos tiempos están definidos en el calendario de la Subasta.

Las preguntas o solicitudes de aclaración deberán ser presentadas al CENACE exclusivamente a través del Sitio y durante el periodo que para tal efecto establezca el Calendario de la Subasta.

Una de las mejoras constantes en las Subastas de Mediano Plazo son las sesiones de capacitación. Las cuáles versan sobre lo siguiente:

- El registro y uso del Sitio,
- Registro de Compradores Potenciales y la presentación de Ofertas de Compra,

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Para la presentación de las ofertas técnicas de las Ofertas de Venta por parte de los Vendedores Potenciales, y Para explicar cómo cargar en el Sitio las ofertas económicas de las Ofertas de Venta.

La fecha de cada sesión puede ser de más de un día y se especifica en el Calendario de la Subasta, mientras que el lugar físico y el horario en que se llevarán a cabo se notifican a través del Sitio y/o el portal electrónico del CENACE.

Para garantizar la transparencia y legalidad de los procesos, cada Subasta debe contar con la participación de un Testigo Social, el cual:

- i. es designado, por el CENACE, de entre los inscritos en el padrón de testigos sociales a cargo de la Secretaría de la Función Pública;
- ii. participa en las etapas del procedimiento de la Subasta, a partir de la publicación de las Bases de Licitación, y
- iii. una vez emitido el Fallo de la Subasta, emite un testimonio final con sus observaciones y recomendaciones.

La página del CENACE dedicada a la Operación del Mercado (<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasMP.aspx>) se presentan los siguientes documentos relacionados con informes periódicos:

- Fallo de la Subasta
- Reporte del Testigo Social

VIII.5 Derechos Financieros de Transmisión

Durante el año 2018 el CENACE ha trabajado en la implementación del Software para la ejecución del Mercado de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y en la elaboración de los procedimientos operativos que definirán el proceso de administración y asignación de DFT por Subasta, entre los objetivos logrados a fecha de octubre de 2018 se tiene lo siguiente:

- Desde el 31 de julio de 2018 se cuenta con la herramienta de 1ra fase de las Subastas de DFT, actualmente se está realizando el proceso la sincronización de la herramienta de la Subasta de DFT para que trabaje junto con los sistemas de Liquidaciones, el SIM y Garantías, se estima que a mediados del mes de noviembre termine el proceso de sintonización de la misma.
- El 18 de septiembre CENACE realizó dos talleres sobre Derechos Financieros de Transmisión, en los cuales se contó con la participación de Participantes del Mercado. Se dieron a conocer los aspectos generales de las Subastas de DFT y de los diferentes procesos de asignación de DFT. Se realizarán dos talleres prácticos con la herramienta una vez que termine su sintonización.
- Se cuenta con un borrador de los procedimientos operativos de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, en los cuales, se describen los pasos para la administración y asignación de DFT por el mecanismo de Subastas, se espera que una vez termine la sintonización de la herramienta, estos queden formalizados.
- A octubre de 2018, el CENACE cuenta con la programación tentativa de la operación de las Subastas. Dicha programación está en función de la sintonización de la herramienta y de la

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

certificación del software de SDFT, la cual, se da por recomendación de la CRE previo al inicio de las mismas.

VIII.6 Mercado de Corto Plazo

VIII.6.1 Mercado de Día en Adelanto

El seguimiento y control de la Recepción de ofertas de compra y venta de energía y de la ejecución del Mercado de Día en Adelanto se realiza como muestra en la Imagen 8.1, teniendo como indicador de seguimiento y control la "Ejecución y almacenamiento en el registro histórico de la información del Mercado de Día en Adelanto del Sistema Eléctrico Nacional".

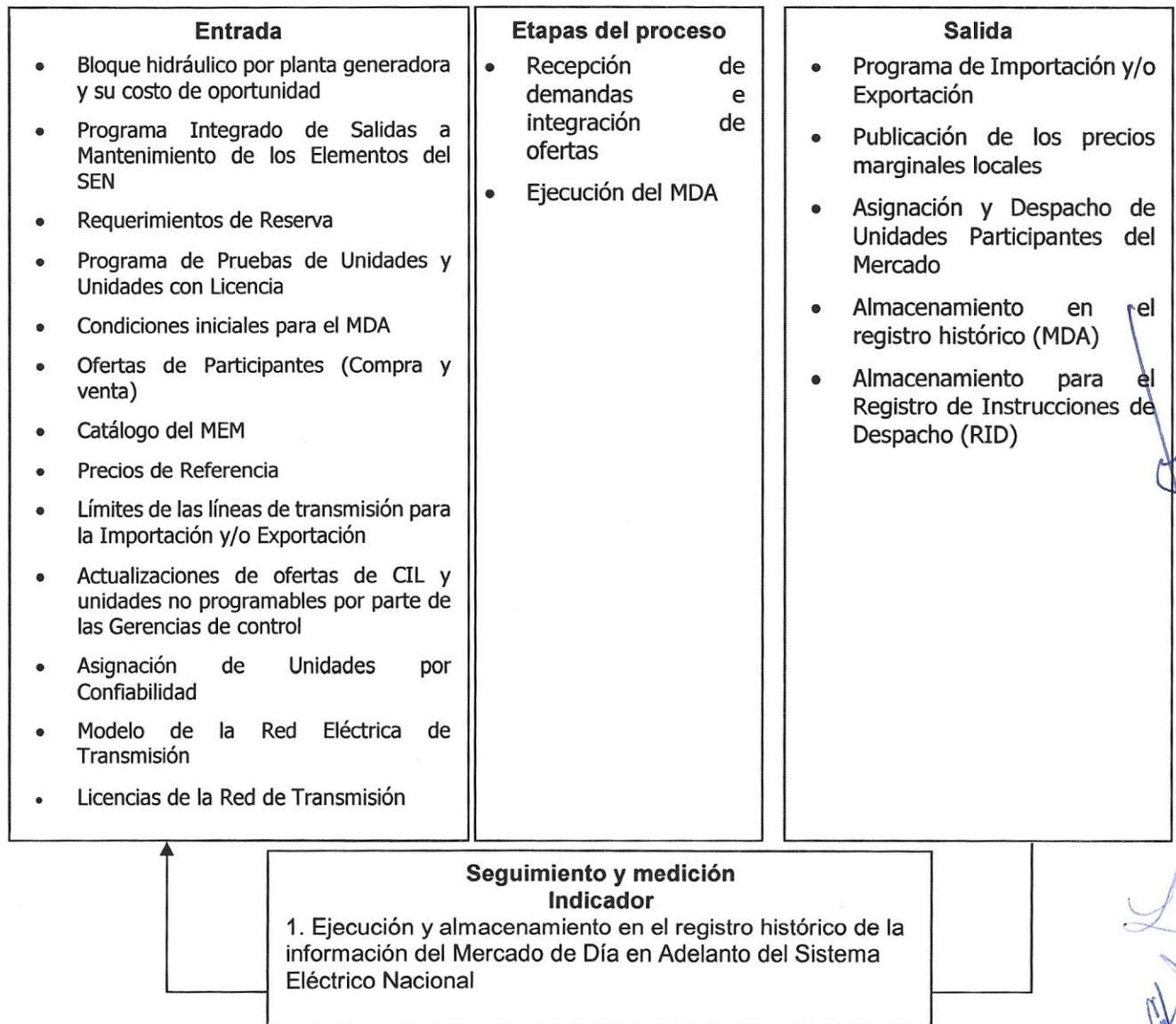


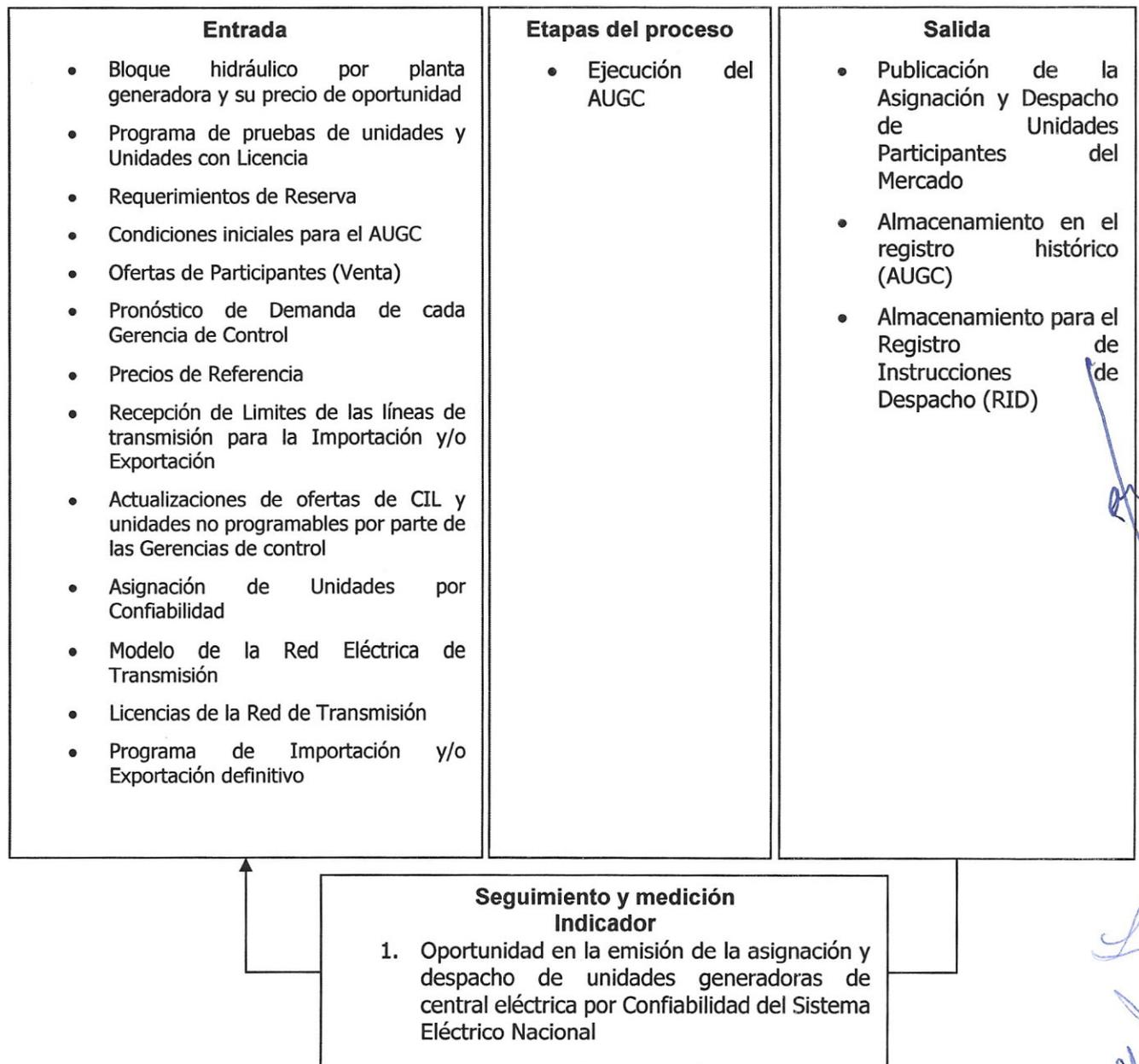
Imagen 8.1. Ficha del Proceso Ejecución del Mercado de Día en Adelanto (MDA).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the word 'VITON' and other illegible marks.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VIII.6.2 Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC)

El seguimiento y control de la Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad (AUGC) se realiza como muestra en la Imagen 8.2, teniendo como indicador de seguimiento y control la "Oportunidad en la emisión de la asignación y despacho de unidades generadoras de central eléctrica por Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional".



Handwritten notes and signatures in blue ink:
 - A large blue checkmark on the right side of the diagram.
 - The word "OK" written vertically in blue ink.
 - Several other blue ink scribbles and initials.

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Imagen 8.2. Ficha del Proceso Asignación suplementaria de unidades de central eléctrica para confiabilidad (AUGC).

VI.6.3 Mercado en Tiempo Real

El seguimiento y control de la ejecución del Mercado en Tiempo Real se realiza como muestra en la Imagen 8.3, teniendo como indicador de seguimiento y control la "Oportunidad en la emisión de la asignación y despacho de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional".

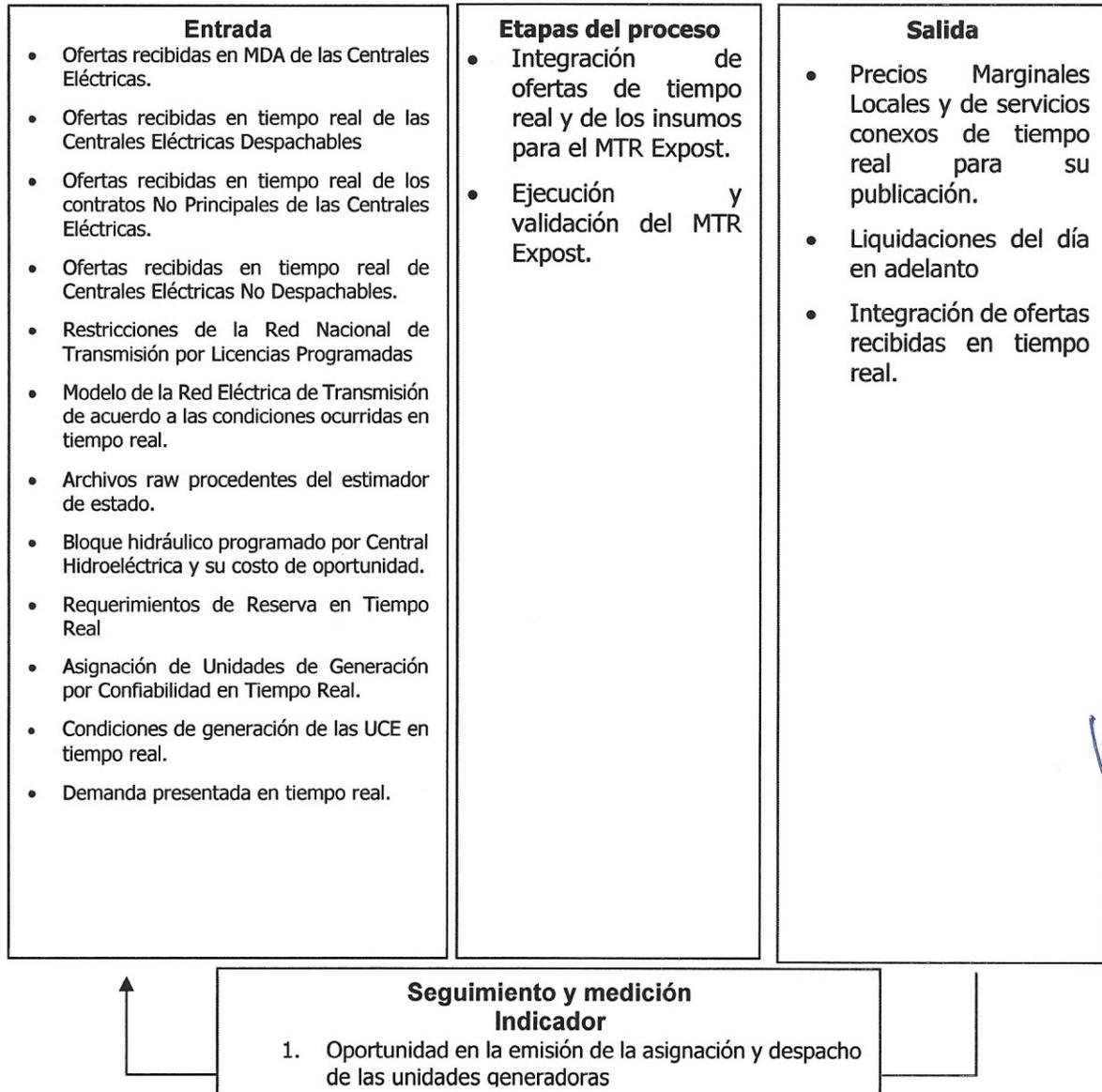


Imagen 8.3. Ficha del Proceso Mercado en Tiempo Real.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

VIII.7 Sistema de Información del Mercado

En el primer semestre de 2018, la Auditoría Superior de la Federación llevo a cabo la Auditoría número 450-DE con título "Auditoría de TIC", con motivo de la revisión y fiscalización de la Cuenta Pública 2017.

En dicha Auditoria, se describió al SIM como un sistema crítico del MEM, por lo que fue sujeto a revisión por parte del ente fiscalizador.

VIII.8 Desarrollo de las Reglas del Mercado

Una vez emitido el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado y se integraron los CCARM, se informó al Consejo de Administración del CENACE el avance en la integración y en la Operación de dichos Comités (**Anexo VII.8.41**).

Asimismo, con motivo de la operación de los CCARM y con la finalidad de no duplicar funciones, se han implementado reuniones quincenales de Presidentes de los CCARM (**Anexo VII.8.42**).

VIII.9 Gestión de Interconexión y Conexión

El Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión, tiene al 19 de agosto 2018, un total de 2,107 solicitudes atendidas de Estudios de Interconexión y Conexión, así como un total de 416 de solicitudes de Contrato de Interconexión y Conexión.

Con el objetivo de llevar acabo la adecuada Gestión de la Interconexión y Conexión, el 2 de junio de 2015 se formalizaron los CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga Manuales los cuales entre lo relevante establecían:

- Proceso de atención y seguimiento a las solicitudes
- Estudios que realizar
- Tiempos de atención de las solicitudes
- Costos de los Estudios y metodología de cálculo de Garantías Financieras
- Suscripción de Contratos

Con la publicación de los CRITERIOS, se desarrolla el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión, permitiendo mayor control y gestión.

Dentro de las acciones realizadas, el 9 de febrero de 2018 se formalizó el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, el cual actualiza, mejora, corrige, tomando en balance observaciones y comentarios al proceso de Interconexión y Conexión, estableciendo principalmente:

- Propósitos, objetivos y alcances
- Opciones de Interconexión y Conexión y tipos de Solicitudes
- Procedimientos de atención y seguimiento de Solicitudes
- Estudios de Interconexión y Conexión y requisitos para su elaboración
- Costos para la elaboración de los Estudios

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Suscripción de Contratos y realización Física de la Interconexión
- Plazos de atención
- Garantías Financieras

Se realiza trimestralmente un informe para el Consejo de Administración del CENACE sobre el estado que guardan las solicitudes de Interconexión y Conexión al Sistema Eléctrico Nacional, así como del proceso.

Asimismo, se aceptan aclaraciones a los resultados de los Estudios cuyo objetivo es recibir y atender las preguntas o solicitudes de aclaración de cualquier Interesado, relacionadas exclusivamente con el contenido de los Resultados de los Estudios.

Las solicitudes de aclaración actualmente deben ser presentadas al CENACE únicamente en ventanilla (entrega física) y durante el periodo que para tal efecto establecido en la normativa.

Una de las mejoras significativa que se encuentra en proceso, es el desarrollo de un Nuevo Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión, el cual permitirá automatizar de punta a punta el proceso de Interconexión y Conexión.

Para garantizar la transparencia y legalidad de los procesos, se publica en el SIM la sección Colas de Interconexión, el al cual se publica, la información mensual de las solicitudes que los interesados hayan presentado al CENACE mediante el SIASIC la cual será publicada cada dos meses, de acuerdo con el Manual del Sistema de Información del Mercado.

La página del CENACE dedicada a la Operación del Mercado (<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ColasInterconexion.aspx>) se presentan los informes periódicos.



Imagen 8.4.- Solicitudes Atendidas de Contratos.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Imagen 8.5. Solicitudes Atendidas de Contratos.

VIII.10 Registro y Acreditación de Participantes del Mercado

Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, tiene al 31 de agosto 2018, un total de 118 Participantes del Mercado en sus distintas modalidades con contrato firmado, 50 de ellos con actividades en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Con el objetivo de llevar a cabo el adecuado Registro y Acreditación de los Participante del Mercado, el 15 de julio de 2016 se formalizo el Manual de Registro y Acreditación, en el cual se establecen los procesos que rigen al Registro y la acreditación de los Participantes, los cuales quedan integrados por los siguientes:

- Pre-registro
- Registro
- Acreditación
- Registro de Activos Físicos

Cabe mencionar que en cumplimiento a Manual del Sistema de Información de Mercado se pone a disposición del público en general la lista de los Participantes del Mercado que han firmado un Contrato con el CENACE, así como la lista actualizada de Participantes del Mercado a los que se ha iniciado un proceso de terminación de contrato. En la página del CENACE dedicada a la Operación del Mercado (<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMerc.aspx>) se presenta la información y las actualizaciones conforme el CENACE suscribe un Contrato o realiza una modificación al mismo.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and smaller ones at the bottom right.]

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Imagen 8.6. Participantes del Mercado con activadas en el MEM 2016 – 2018.

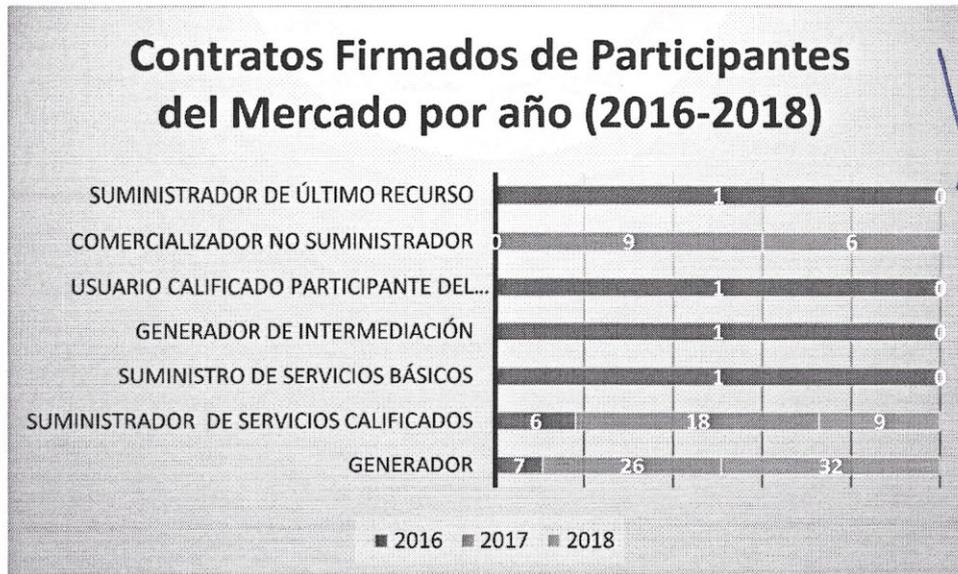


Imagen 8.7. Contratos Firmados de Participantes del Mercado por año (2016-2018).

VIII.12 Sistemas de Medición

Otro punto importante de mencionar dentro del proceso de Liquidaciones es la atención a diversas solicitudes efectuadas por la Unidad de Vigilancia del Mercado, quienes, en ejercicio de las facultades conferidas en el Manual de Vigilancia del Mercado, requieren información producto de las operaciones realizadas en el MEM, volúmenes de energía tranzados, entre otros insumos.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Específicamente, a continuación, se presenta el inventario de reportes remitidos a la Comisión Reguladora de Energía:

NOMBRE DEL REPORTE	PERIODICIDAD	MEDIO DE SOLICITUD	DESCRIPCIÓN
SOLICITUD DE INFORMACIÓN SOBRE LA ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA Y DISTRIBUIDA EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN.	TRIMESTRAL	OFICIO	Se entrega la energía transportada y distribuida en los sistemas de Baja California, Baja California Sur y el Sistema Interconectado Nacional de forma diarias y las características descritas en el oficio de solicitud.
PORCENTAJE DE ENERGÍA ENTREGADA	TRIMESTRAL	OFICIO	Porcentaje de diferencia entre la energía inyectada y retirada en el MEM.
INFORMACIÓN DE GENERACIÓN POR ELEMENTO DEL MEM (CEL'S)	MENSUAL	ACUERDO PUBLICADO EN DOF	Se entrega información relacionada a la unidad y central eléctrica participante del mercado. Con relación a la energía diaria de un mes determinado y de la liquidación disponible
INFORMACIÓN DE CONSUMO EN EL MEM (CEL'S)	MENSUAL	ACUERDO PUBLICADO EN DOF	Se entrega información diaria por titular del CIL, con respecto a la energía consumida, segregada en pérdidas técnicas, no técnicas y energía que consume cada centro de carga. Con relación al consumo diario de un mes determinado y de la liquidación disponible
ENERGÍA RETIRADA DE SUMINISTRADORES	MENSUAL	CORREO ELECTRONICO	Se entrega información relacionada al consumo por suministradores y comercializadores de forma mensual en el MEM.
MONTO Y POTENCIAS COBRADOS A PARTICIPANTES POR CONCEPTO DE TRANSMISIÓN	MENSUAL	CORREO ELECTRONICO	Se entrega información agrupada por mes, año, grupo de participante de los montos y energía utilizados para el rubro de servicios de transmisión.
MONTO COBRADO A PARTICIPANTES POR CONCEPTO DE DISTRIBUCIÓN	MENSUAL	CORREO ELECTRONICO	Se entrega información agrupada por mes, año, grupo de participante, división de distribución y tarifa de distribución de los montos utilizados para el rubro de servicios de distribución.
INFORMACIÓN DE MEDICIÓN EN EL PUNTO DE ENTREGA (LISTADO DE UNIDADES SOLICITADAS)	MENSUAL	CORREO ELECTRONICO	Se entrega medición fiscal de un listado de unidades determinado por fecha y hora, de forma mensual.
MONTO Y POTENCIAS COBRADOS A PARTICIPANTES POR CONCEPTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA	ACTUAL	CORREO ELECTRONICO	Se entrega información agrupada por mes, año, grupo de participante y tarifa de los montos y energía utilizados para el rubro de servicio de operación del MEM.
ENERGÍA ENTREGADA DE LA RNT A LA RGD	ACTUAL	CORREO ELECTRONICO	Datos de energía que pasa de la red nacional de transmisión a las redes generales de distribución, agrupados por mes, año y zona de carga.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

NOMBRE DEL REPORTE	PERIODICIDAD	MEDIO DE SOLICITUD	DESCRIPCIÓN
ENERGÍA ENTREGADA DE LA RNT A LA RGD REPORTADA POR CFE DISTRIBUCION	ACTUAL	CORREO ELECTRONICO	Datos de energía que pasa de la red nacional de transmisión a las redes generales de distribución, reportada por CFE Distribución.
F1 - INFORMACIÓN HISTÓRICA DE MERCADOS ELÉCTRICOS: ENERGÍA VENDIDA EN EL AÑO N POR CADA PARTICIPANTE DEL MERCADO	ACTUAL	OFICIO	Se entrega Información de energía vendida en el MEM, agrupada por año, mes y participante, considerando la generación e importación comercial.
F2 - INFORMACIÓN HISTÓRICA DE MERCADOS ELÉCTRICOS: ENERGÍA ADQUIRIDA EN EL AÑO N POR CADA PARTICIPANTE DEL MERCADO	ACTUAL	OFICIO	Se entrega Información de energía adquirida en el MEM, agrupada por año, mes, participante, elemento y zona de distribución.
F4A - INFORMACIÓN HISTÓRICA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL AÑO N	ACTUAL	OFICIO	Se entrega la demanda de energía eléctrica agrupada por año, mes, participante y sistema.
F5 - INFORMACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL AÑO N	ACTUAL	OFICIO	Se entrega la energía eléctrica generada por unidad de generación eléctrica, agrupada por mes, año e información de la misma unidad.
F6 - INFORMACIÓN DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES PARA EL AÑO N	ACTUAL	OFICIO	Se entrega energía de importación y exportación comercial, por enlace y participante agrupado por mes y año.
F7 - INFORMACIÓN RELATIVA A PÉRDIDAS EN EL AÑO N	ACTUAL	OFICIO	Se entrega la energía del componente de pérdidas y su valoración de precio por división de distribución, agrupada por mes y año.
ENERGÍA INGRESADA EN LAS RGD Y CONSUMO EN LAS RGD MENSUAL POR DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN PARA EL 2017	ÚNICO	COMPROMISO DE REUNIÓN	Se entrega la energía ingresada en niveles de tensión de las Redes Generales de Distribución, así como el consumo total mensual por División de Distribución reportado por CFE Distribución y el CENACE (Mercado)

Cuadro 8.2. Reportes remitidos a la CRE.

VIII.13 Operación Contable del MEM

El Mercado Eléctrico Mayorista, tiene a junio del 2018, un Activo Total por un importe de \$57,582 millones de pesos, el cual se conforma en su mayoría por cuentas por cobrar a los Participantes del Mercado, mientras que su mayor Pasivo, está conformado por las cuentas por pagar.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE JULIO DE 2018									
(CIFRAS EN MILLONES DE PESOS)									
ACTIVO	Julio 2018	% Ret	Diciembre 2017	% Ret	PASIVO	Julio 2018	% Ret	Diciembre 2017	% Ret
Corto Plazo					Corto Plazo				
Fidelcomiso Bancario	2,371.3	3.8	282.7	1.6	Cuentas por Pagar MEM	50,794.8	88.2	14,442.9	87.8
Cuentas por Cobrar MEM	48,389.0	84.0	34,165.8	86.1	Anticipos recibidos de Participantes	0.0	0.0	11.2	0.1
Deudores Diversos	7,005.5	12.2	1,991.6	12.1	IVA por Pagar	6,673.5	11.6	1,951.4	11.9
IVA Pendiente de Recuperar	7.6	0.0	29.0	0.2	Acreedores Diversos	57,470.3	99.8	16,406.5	99.8
Total Corto Plazo	57,824.4	100.0	36,448.1	100.0	Total Pasivo a Corto Plazo	57,470.3	99.8	16,406.5	99.8
					Largo Plazo	0.0	0.0	0.0	0.0
					Depósitos Recibidos	0.0	0.0	0.0	0.0
					Total Pasivo a Largo Plazo	0.0	0.0	0.0	0.0
					Total Pasivo	57,470.3	99.8	16,406.5	99.8
					PATRIMONIO				
					Resultados de ejercicios anteriores	42.6	0.1	4.6	0.0
					Utilidad del Ejercicio	69.5	0.1	38.0	0.2
					Total Patrimonio	112.1	0.2	42.6	0.2
Total Activo	57,824.4	100.0	36,448.1	100.0	Total Pasivo y Patrimonio	57,824.4	100.0	36,448.1	100.0

Imagen 8.8. Estado de Situación Financiera al 31 de julio de 2018.

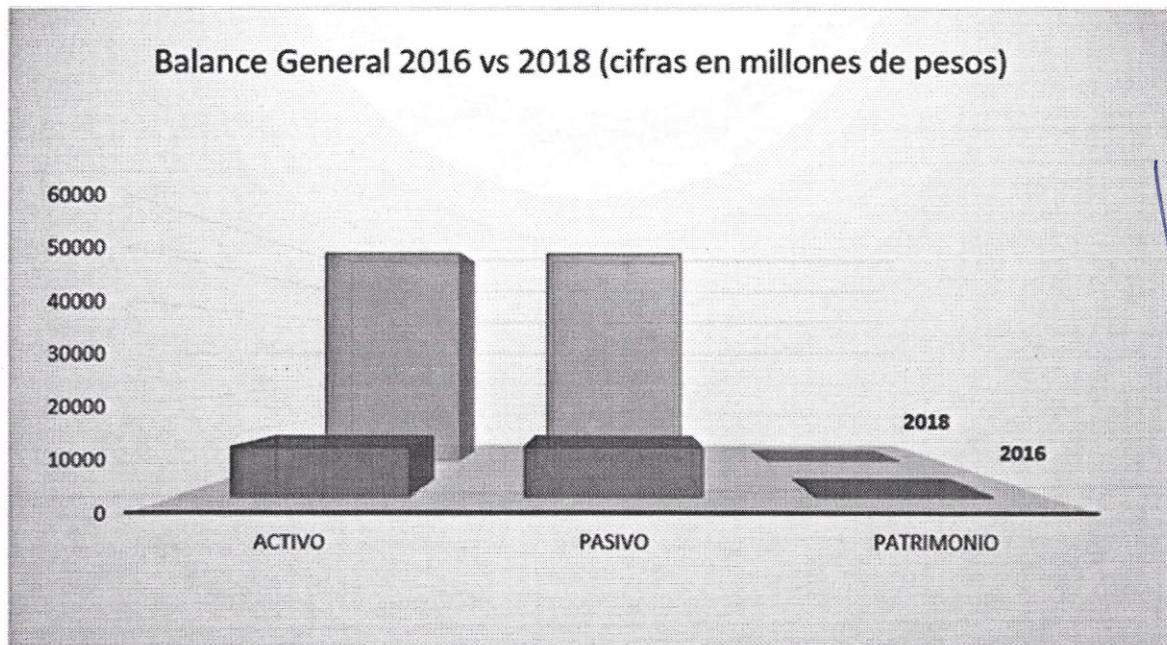


Imagen 8.9. Balance General 2016 vs 2018.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE JULIO DE 2018

(CIFRAS EN MILLONES DE PESOS)

	JULIO 2018	JULIO 2017
Actividades de Operación		
Pagos netos del Mercado		
Generadores CFE	(45,571.3)	(260,936.7)
Generadores NO CFE	(7,844.2)	(4,111.7)
Generador de Intermediación CFE	(3,086.9)	(3,742.1)
Distribuidor CFE	(66,948.0)	0.0
Comercializador No Suministrador NO CFE	(2,586.3)	(1,761.1)
FSUE	(3,034.4)	(72,651.6)
Transportista CFE	(39,803.8)	(2,607.9)
Suministrador Calificado CFE	(671.6)	(192.3)
Suministrador Calificado NO CFE	(238.2)	18.6
Operador	(1,750.0)	(37,758.5)
Intercambio CENACE con Sistemas Externos	(20.4)	0.0
Impuesto al Valor Agregado Enterado al SAT	(758.8)	(95.2)
Total pagos netos del Mercado	(172,313.9)	(383,838.5)
Cobros netos del Mercado		
Suministrador Básico CFE	174,153.2	384,289.8
Total cobros netos del Mercado	174,153.2	384,289.8
Flujos Netos de Actividades de Operación	1,839.3	451.3
Actividades de Financiamiento		
Intereses Ganados	69.0	20.8
Comisiones Bancarias	0.0	0.0
Depósitos en Garantía	0.0	0.0
Otros Productos (Gastos)	0.3	0.0
Flujos Netos de Actividades de Financiamiento	69.3	20.8
Incremento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	1,908.6	472.1
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	262.7	199.5
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	2,171.3	671.6

Imagen 8.10. Estado de Flujos de Efectivo del 1 de enero al 31 de julio de 2018.

Desde el arranque del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se ha tenido un incremento del 458% en el número de Participantes del Mercado con actividades, al pasar de 12 en 2016 a 32 en 2017 y a 55 lo que corresponde al mes de julio 2018, respectivamente.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista



Imagen 8.11. Número de participantes por año.

Las modalidades de Participantes de Mercado que más han tenido incremento por su entrada en operación han sido los Generadores que pasaron de 4 en 2016 a 28 a julio de 2018.

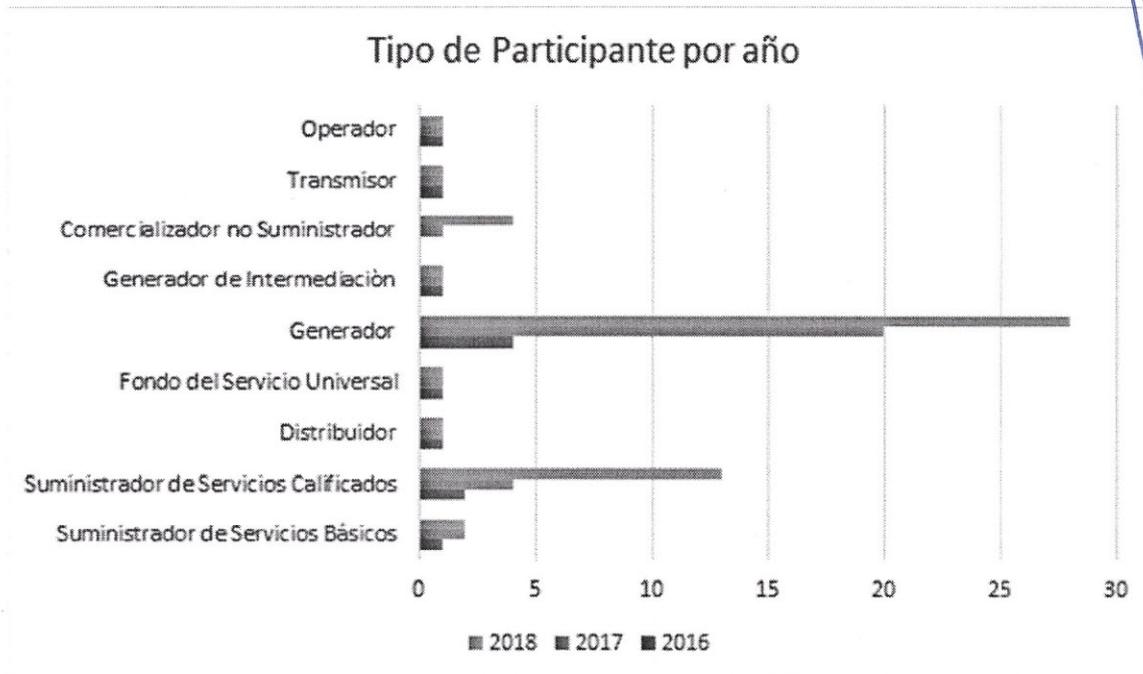


Imagen 8.12. Tipo de participantes del MEM por año.

Handwritten notes and signatures in blue ink:
 A large blue checkmark is drawn on the right side of the page.
 Several blue signatures and initials are present, including one that appears to be 'VHC' and another that looks like 'JG'.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

El crecimiento del número de participantes que comienzan su operación en el MEM, incide de forma directa en el número de comprobantes fiscales emitidos por el CENACE, ya que se pasó de un promedio de 753 comprobantes fiscales diarios en 2016 a 1,776 comprobantes diarios en 2018 (el 254% de incremento).

Este incremento se refleja en el total de comprobantes emitidos, los cuales pasaron de 146,576 en 2016 a 518,882 en 2018, que representa un 354% de incremento.

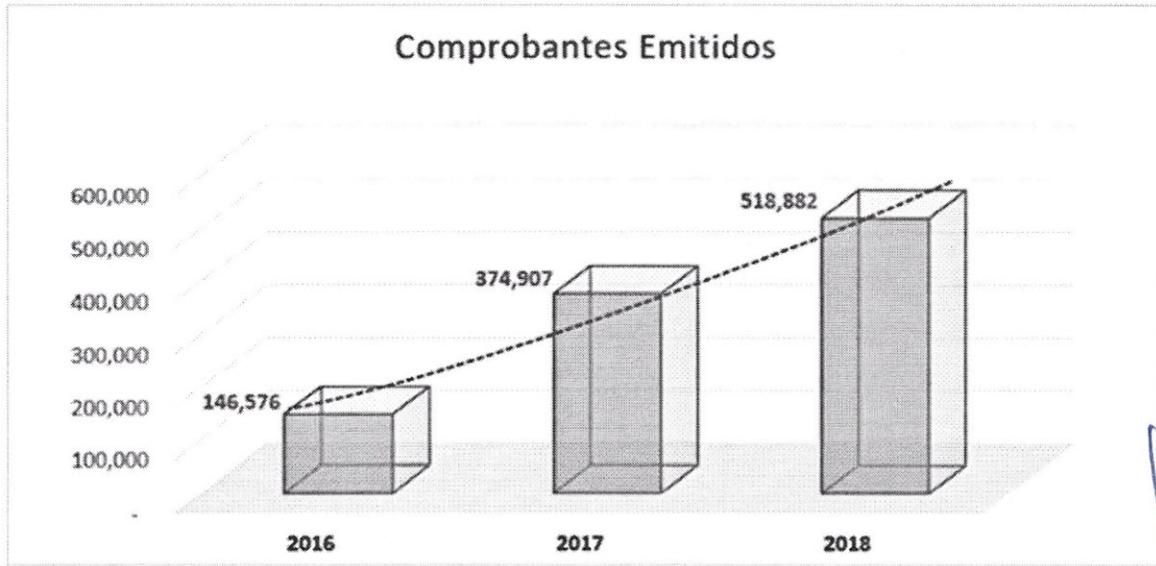


Imagen 8.13. Comprobantes emitidos.

Del mismo modo, se ha registrado un incremento del 4,483 % desde el arranque del MEM en los comprobantes recibidos por el CENACE los cuales pasaron de 4,063 en 2016, a 182,144 a julio de 2018.

[Handwritten signature]

V/Mem

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

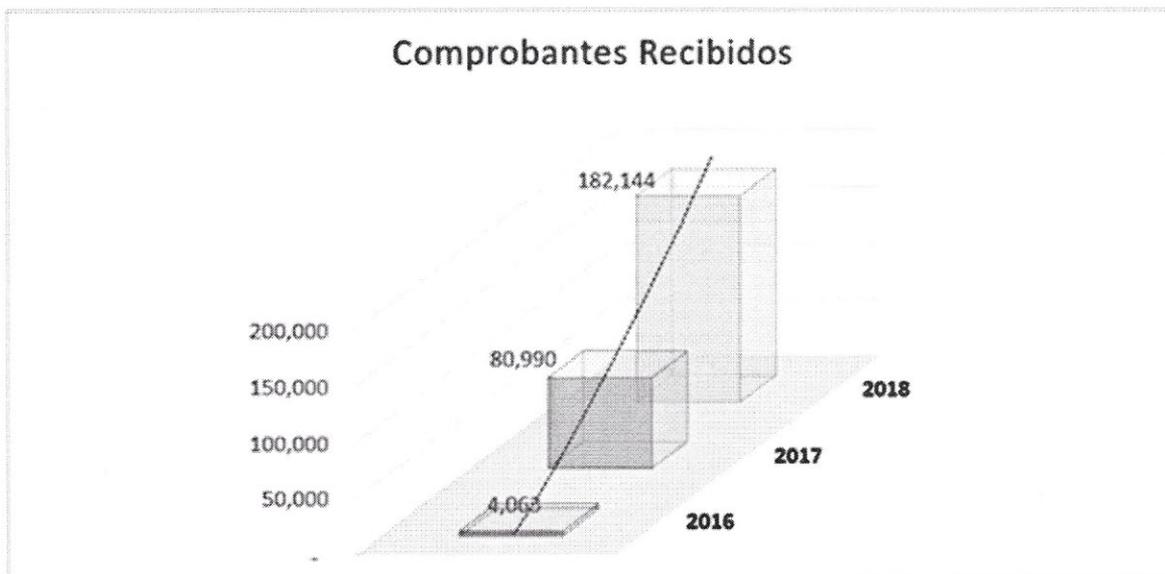


Imagen 8.14. Comprobantes recibidos.

ESTADO DE RESULTADOS DEL 1 DE ENERO AL 31 DE JULIO DE 2018 (CIFRAS EN MILLONES DE PESOS)					
	Julio 2018	% Rel	Julio 2017	% Rel	
Ingresos	622,247.7		408,348.8		
Costos	622,247.7		408,346.1		
UTILIDAD O (PERDIDA) DE OPERACIÓN	0.0	0.0	2.7	14.6	
Productos Financieros	69.5	100.0	15.8	85.4	
Gastos Financieros	0.0	0.0	0.0	0.0	
(GASTOS) PRODUCTOS FINANCIEROS	69.5	100.0	15.8	85.4	
UTILIDAD O (PERDIDA) DEL EJERCICIO	69.5	100.0	18.5	100.0	

Imagen 8.15. Estado de Resultados del 1 de enero al 31 de julio de 2018.

En términos monetarios el Mercado Eléctrico Mayorista presenta un incremento en el rubro de Ventas pasando de un importe de 395,294 millones de pesos en 2016 a 622,247 millones de pesos a julio 2018, lo que representa un incremento del 157%.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Libro Blanco
 Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

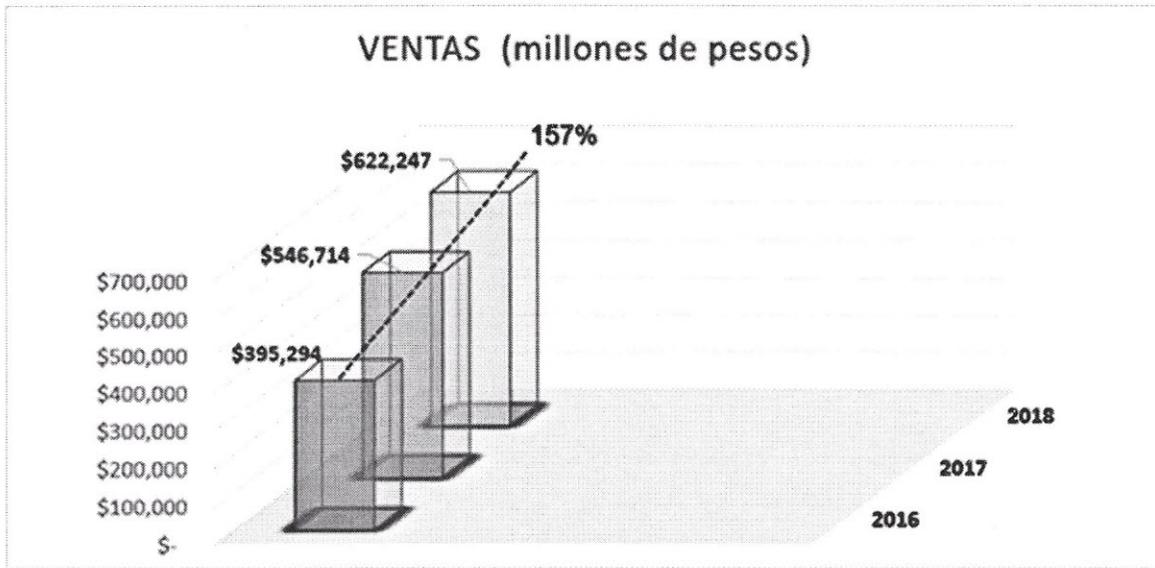


Imagen 8.16. Ventas.

A su vez, se presenta una situación muy similar para el caso de las Compras, que muestran el balance cero del Mercado, pasando de un importe de 395,294 millones de pesos en 2016 a 622,247 millones de pesos a julio 2018, lo que representa un incremento del 157%.

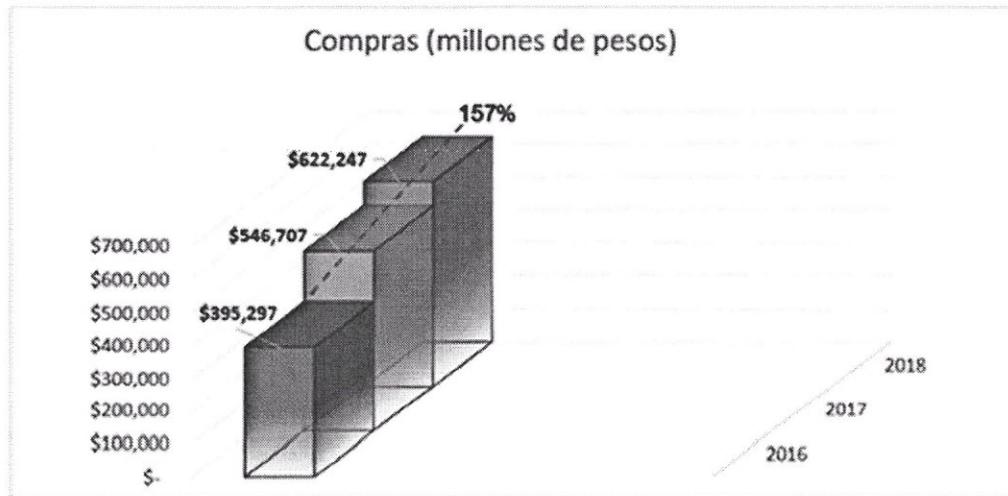


Imagen 8.17. Compras

Handwritten blue arrow pointing downwards.

Handwritten blue signature.

Handwritten blue signature.

Handwritten blue signature.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

IX. Resultados y beneficios alcanzados e impactos identificados

IX.1 Resultados y beneficios de las Subastas de Largo Plazo

Tras la ejecución de tres Subastas de Largo Plazo se tienen como resultado la asignación de un monto de 1,779.7 MW de Potencia, 19,788,109.48 MWhr de Energía Eléctrica Acumulable y 20,654,563 Certificados de Energías Limpias.

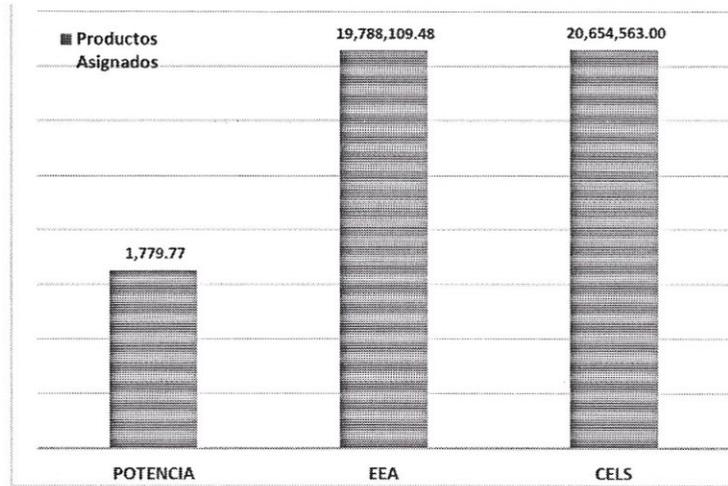


Imagen 9.1. Productos Asignados en las Subastas de Largo Plazo

El precio promedio del paquete de MWhr y CEL se ha disminuido drásticamente, en la primera subasta ejecutada por el CENACE se obtuvo un precio de \$47.7 Dólares por paquete, mientras que en la última subasta ejecutada se obtuvo un precio promedio de \$20.57 Dólares por paquete, este resultado se ofrecen energía barata y limpia a las Entidades Responsables de carga que participaron en este mercado, garantizando un precio competitivo internacionalmente a un plazo de 15 y 20 años.

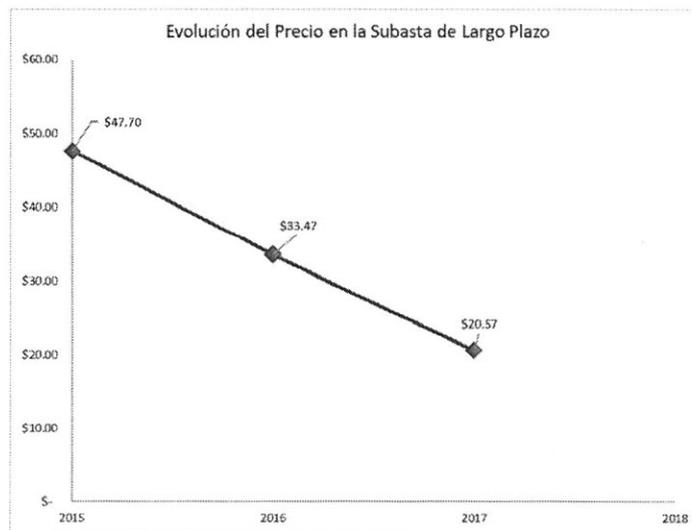


Imagen 9.2. Evolución del Precio en la Subasta de Largo Plazo

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Se ha incentivado la inversión para centrales eléctricas limpias, donde 17 estados de la República Mexicana se han beneficiado de una derrama económica de cerca de 9 mil millones de dólares al instalar 68 nuevas centrales eléctricas provenientes de 44 empresas con capital de: México, EU, España, China, Francia, Canadá, Reino Unido, Portugal, Alemania, Italia, Corea y Países Bajos.



Imagen 9.3. Estados beneficiados con inversión derivada de las Subastas de Largo Plazo

A continuación, se muestra de manera resumida los principales resultados de las Subastas de Largo Plazo operadas y concluidas exitosamente por el CENACE.



Imagen 9.4. Resultados principales de las Subastas de Largo Plazo

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

IX.2 Resultados y beneficios de la implementación de la Cámara de Compensación

De manera puntual los resultados y beneficios alcanzados e impactos identificados de la implementación de la Cámara de Compensación hasta ahora son:

1. Se publicó en el Diario Oficial de la Federación de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo.
2. Se logró convocar la primera Subasta de Largo Plazo (SLP-1/2017), con Cámara de Compensación, permitiendo la participación de Entidades Responsables de Cargas distintas del Suministrador de Servicios Básicos.
3. La Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo es la primera Regla del Mercado Eléctrico Mayorista que obtuvo el Dictamen Total Final de COFEMER sin observaciones.
4. Se permitió la entrada de nuevos participantes, además de CFE Suministrador de Servicios Básicos, en la primera Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017. Los nuevos participantes adquirieron en conjunto alrededor del 10% de la Oferta de Compra de Energía del Suministrador de Servicios Básicos en la SLP-1/2017.
5. La Cámara de Compensación de las Subastas de Largo cuenta con una red de seguridad que mitiga los riesgos de incumplimiento de Compradores y Vendedores.
6. La entrada de nuevos compradores en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 aumentó la demanda por energía limpia.
7. La entrada de nuevos compradores en la primera Subasta de Largo Plazo de 2017 también aumentó la demanda por Potencia; es decir, se pone a disposición del sistema mayor producción de energía para cuando se requiera satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales.
8. Se ha logrado implementar las funcionalidades de la Cámara de Compensación conforme a las etapas previstas. En 2019, la Cámara de Compensación deberá estar operando al 100%.
9. Se contribuye a la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista, a los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo de incentivar la demanda de energías limpias y eficiente al permitir la entrada de nuevos compradores en las Subasta de Largo Plazo.

IX.3 Resultados y beneficios del Mercado de Balance de Potencia

El Mercado para el Balance de Potencia ejecutado en febrero 2018 (MBP 2018) y el ejecutado en febrero 2017 (MBP 2017) correspondientes a los años de producción 2016 y 2017, respectivamente, tuvo características muy diferentes por diversas razones, entre las cuales radican una diferencia en los Precios Marginales Locales entre un año y otro, así como la disponibilidad de recursos de generación y el Registro de Transacciones Bilaterales Financieras.

Dichos elementos en conjunto con algunos otros factores como el precio de los combustibles ocasionaron que la cantidad total de venta de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia entre los años de producción 2017 y 2016 disminuyera y los precios netos de Potencia disminuyeran para los Sistemas SIN y BCA, así mismo que incrementara en BCS.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

CTPV [MW-año]			
MBP	BCA	BCS	SIN
2018	548.20	208.03	6,574.21
2017	2,430.46	551.18	39,374.44
DIFERENCIA	-1,882.26	-343.15	-32,800.23
(%) DIF	-77.44(%)	-62.26(%)	-83.30(%)

Cuadro 9.1. Cantidad total de Potencia de Venta (MW-año)

IX.4 Resultados y beneficios de la Subasta de Mediano Plazo

La Evaluación Económica de las Ofertas de Venta de la Primera Subasta de Mediano Plazo 2017 se llevó a cabo el 23 de febrero de 2018 y, el 5 de marzo del mismo año, se publicó el fallo conforme a lo establecido en el calendario correspondiente.

En dicho proceso se recibieron 41 Ofertas de Compra con precio definitivo para Energía y 10 Ofertas de Compra con precio definitivo para Potencia por parte de CFE Suministrador de Servicios Básicos, E. P. S., Vitol Electricidad de México, S. de R. L. de C. V., Enel Energía, S. A. de C. V.

En tanto, se recibieron tres Ofertas de Venta para el producto de Energía y tres Ofertas de Venta para el producto de Potencia por parte de las empresas CFE Generación VI, E. P. S., GPG Energía México, S. A. de C. V., Vitol Electricidad de México, S. de R. L. de C. V. y Energía Azteca X, S. A. de C. V.

Para el producto de Potencia fueron adjudicados 50 MW-año a un precio del mercado de \$746,072.0019 pesos en el Sistema Interconectado Nacional para el año 2018, los cuales fueron ofertados por GPG Energía México, S. A. de C. V. y comprados por ENEL Energía, S. A. de C. V. En tanto, el producto de Potencia para el 2019 o 2020 no resultó adjudicado. Asimismo, el producto de Energía no fue adjudicado para ninguno de los años disponibles de la Subasta.

Es importante señalar que la Subasta de Mediano Plazo SMP 1/2018 está en proceso de desarrollo

IX.5 Resultados y beneficios de los Derechos Financieros de Transmisión

IX.5.1 Derechos Financieros de Transmisión Legados

En cuanto a los logros y metas alcanzadas con relación con los Derechos Financieros de Transmisión Legados, el CENACE, el 30 de noviembre de 2016 realiza la primera asignación anual de los Derechos Financieros de Transmisión Legados para el año 2016 utilizando el insumo de uso histórico de Generación y Consumo promedio identificado para los Suministradores de Servicios Básicos y Titulares de Contratos de Interconexión Legados que estuvieron vigentes dentro del periodo del 12 de agosto de 2012 al 11 de agosto de 2014 y que a fecha de la asignación continuaban vigentes. Con este resultado publicado el 30 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía fijó los volúmenes de Derechos Financieros de Transmisión Legados para que se liquidarán del 1 de enero del 2017 al 30 de noviembre de 2017, a partir de esta fecha y de la publicación de las vigencias de los contratos de las Centrales Legadas, el 1 de diciembre de 2017, el CENACE comienza con los recálculos mensuales iniciando con el mes de diciembre de 2017, también en la misma fecha publicó los resultados de la asignación anual del año 2018 en el portal de Sistema de Información de Mercado; y mes con mes a partir de esta fecha realiza los recálculos mensuales, tomando en cuenta la información de adiciones y retiros de Centros de Carga que los Participantes de Mercado con DFT Legados reporta oportunamente. En este sentido y en particular con esta información el CENACE asignó al Suministrador de Servicios Básicos para las 4 temporadas un volumen promedio de 25,924

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

MW de capacidad en DFT Legados, por otro lado, al Generador de Intermediación le fueron asignados, para las 4 temporadas, un promedio de 1,664 MW de capacidad en DFT Legados.

En cuanto a normalización y control del proceso el CENACE cuenta a fecha del presente con sus procedimientos normalizados para llevar a cabo la asignación anual y los recálculos mensuales de los Derechos Financieros de Transmisión Legados.

IX.5.1 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

El 28 de Julio del 2017 año se publica el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión en el DOF. A partir de esta fecha, el CENACE ha trabajado en el desarrollo de la herramienta de 1ra fase de las Subastas de DFT. Con fecha del 31 de julio del 2018, recibe el entregable del Software de Subastas de DFT de versión 1.0 correspondiente a la 1ra fase de las Subastas de DFT, el cual, cuenta con un sistema para los Participantes de Mercado de capacitación en línea, una sección de simulación de subastas de DFT y el depósito y una sección para el depósito de ofertas de compra-venta de DFT, de resultados y notificaciones. A su vez el sistema cuenta con tres consolas para operación de la Subasta y actualmente se está trabajando en la sincronización de la herramienta de Subasta de DFT para que trabaje con los sistemas de liquidaciones, el SIM y garantías, se espera que para finales del mes de diciembre termine el proceso de sintonización de la misma.

Con fines de promover la participación en las Subastas de DFT, el CENACE, el 18 de septiembre se realiza 2 talleres sobre Derechos Financieros de Transmisión para Participantes de Mercado, en los cuales dieron a conocer los aspectos generales de las Subastas de DFT y el proceso de su asignación. Se realizarán 2 talleres más prácticos con la herramienta una vez que termine su sintonización.

En cuanto al seguimiento y control del proceso de Subastas de DFT, el CENACE, actualmente cuenta con un borrador de los procedimientos operativos de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, los cuales enlistan las principales actividades que deberá realizar el personal que llevará el proceso y administración de las Subastas de DFT, se espera que una vez que quede sintonizada la herramienta queden formalizados.

IX.7 Resultados y beneficios del Sistema de Información del Mercado

Con respecto a los resultados y beneficios alcanzados del Sistema de Información del Mercado, podemos mencionar:

1. Se han implementado las tres áreas del SIM: Área Pública, Área Segura y Área certificada, con el nivel de seguridad establecido en las Reglas del Mercado.
2. Se ha implementado el Buzón de Notificaciones de los usuarios de las Áreas Certificada y Segura del SIM.
3. Se concluyó con el desarrollo para el uso de Certificados Digitales.
4. Se puso a disposición del público en general el uso de Servicios Web para la consulta de información pública.
5. Se ha avanzado en la publicación de los requerimientos de información establecidos en el Manual del SIM, de acuerdo con lo siguiente:
Al 30 de junio de 2018, el avance en la publicación de requerimientos del Manual del SIM era el siguiente:

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Área del SIM	Total	Publicados	En proceso
Pública	48	42	6
Segura	18	13	5
Certificada	17	14	3
Total	83	69	14

Cuadro 9.2. Publicación del Manual del SIM.

Al 30 de junio de 2018, el avance en la publicación de Requerimientos de otros Manuales de Prácticas del Mercado era el siguiente:

Área del SIM	Total	Publicados	En proceso
Pública	80	50	30
Segura	10	2	8
Certificada	23	9	14
Total	113	61	52

Cuadro 9.3. Publicación de otros Manuales de Prácticas del Mercado.

IX.8 Resultados y beneficios del Desarrollo de las Reglas del Mercado

Dentro de los resultados y beneficios alcanzados se encuentra:

- a) A través de los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado (CCARM) se concretó la Participación de los Integrantes de la Industria Eléctrica y agentes económicos del Mercado Eléctrico en el Desarrollo y Modificación de las Reglas del Mercado:

Modalidad	Total de Participantes del Mercado Habilitados	Total de Participantes del Mercado habilitados que legitimaron a los Miembros de los CCARM			
		CCARM-Legados	CCARM-MEM	CCARM-OSEN	CCARM-PER
Comercializadores no Suministradores	4	N/A	2	N/A	N/A
Generadores (Incluye al G.I.)	28	9	18	4	4
		9	12	4	4
Suministradores de Servicios Calificados	11	2	6	2	3
Suministradores de Servicios Básicos	1	1	1	1	1
Usuarios Calificados no Participantes del Mercado	0	N/A	N/A	N/A	N/A

Cuadro 9.4. Participantes del Mercado habilitados en el MEM que participaron en la designación de los Miembros de los CCARM.

- b) A través de los CCARM se han determinado los temas de interés para el CENAC y los integrantes de la Industria Eléctrica los cuales implican el análisis y determinación de la modificación a diversas Reglas del Mercado, tal como se muestra a continuación:

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Reglas del Mercado publicadas en el DOF		CCARM-MEM	CCARM-Legados	CCARM-OSEN	CCARM-PER
<i>Bases del Mercado Eléctrico</i>	1	1	1	Por definir	-
<i>Manuales de Prácticas del Mercado</i>	27	8	2		1
<i>Guías Operativas</i>	1	1	-		-
<i>Criterios y Procedimientos de Operación</i>	1	-	-		-
Total	30	10	3		1

Cuadro 9.5. Reglas del Mercado en análisis por los CCARM.

- c) Propuesta de modificación al Manual de Subastas de Mediano Plazo que se estima incrementará la participación eficiente en la Subasta de Mediano Plazo (**Anexo VII.8.34**).

IX.11 Resultados y beneficios de Liquidación, facturación y pago

En materia de Liquidaciones y emisión de Estados de Cuenta Diarios, durante la implementación y operación de MEM, se han alcanzado los siguientes objetivos:

1. El 28 de enero de 2016 fue publicado en el DOF la resolución que autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional. En esta resolución se incluyen también actualizaciones al calendario de actividades aplicable al CENACE, así como disposiciones transitorias cuya finalidad fue permitir de forma ordenada y armónica el inicio de operaciones del mercado.

Estas disposiciones transitorias se caracterizaron por brindar periodos de excepción durante los cuales el CENACE operará con reglas que no necesariamente son las establecidas en las Reglas de Mercado, situación que la SENER consideró pertinentes y vigentes en tanto no se emitieran las Disposiciones Operativas respectivas en materia de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos. En este sentido, los transitorios que nos ocupan son los siguientes:

- a. Tipos de cargos aplicables durante los primeros 98 días de operación del mercado.
 - b. Plazo para poner a disposición de los Participantes de Mercado los mecanismos para registrar los programas por concepto de Transacciones Bilaterales Financieras.
 - c. Mecanismo de publicación y difusión de Estados de Cuenta Diarios.
 - d. Emisión de Estados de Cuenta Diarios de carácter informativo.
 - e. Plazos para la emisión de facturas, mecanismos de publicación y difusión, así como plazos para sus correspondientes pagos.
2. El 25 de marzo de 2016 se publicó en el DOF el *Acuerdo por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos*, el cual tiene por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de la bases de mercado, establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo y directrices en materia de administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista y específicamente desarrollar los procesos de negocio involucrados en la emisión de estados de cuenta, facturación, pagos y cobros que el CENACE y los Participantes de Mercado realizan para el proceso de liquidación financiera de las operaciones del mercado.

V. HERNANDEZ
[Handwritten signatures]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

En su capítulo 8 "*Disposiciones Transitorias*", numeral 8.1.4 se describen las disposiciones transitorias las cuales deberán observarse al aplicarse lo dispuesto por el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos. Estas disposiciones señalan lo siguiente:

- a. Tipos de cargos aplicables durante los primeros 203 días de operación del mercado.
 - b. Plazo para poner a disposición de los Participantes de Mercado los mecanismos para registrar los programas por concepto de Transacciones Bilaterales Financieras.
 - c. Mecanismo de publicación y difusión de Estados de Cuenta Diarios.
 - d. Emisión de Estados de Cuenta Diarios de carácter informativo.
 - e. Plazos para la emisión de facturas, mecanismos de publicación y difusión, así como plazos para sus correspondientes pagos.
3. El 10 de mayo de 2016 la SENER, a través de la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, emitió la "*Resolución que autoriza modificaciones a las fechas y mecanismos transitorios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la emisión de Estados de Cuenta Diarios, Facturación, Notas de Crédito, Notas de Débito y Pagos para el Mercado Eléctrico Mayorista*". En esta resolución se consideraron nuevas fechas límite para la facturación y pagos para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, así como esquemas de facturación y pagos transitorios entre el CENACE y los Participantes de Mercado. No se omite mencionar que la transitoriedad de estas reglas permanecerá en vigencia y serán válidas durante los plazos previstos en ellas o en tanto no se emitan las Disposiciones Operativas respectivas.

Bajo esta tesisura, es importante referir los mecanismos transitorios previstos en la citada resolución, por lo que a continuación se enuncia su contenido:

- a. Tipos de cargos aplicables durante los primeros 203 días de operación del mercado.
- b. Consideraciones particulares para el tratamiento de los cobros y pagos a CFE en tanto los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE o las disposiciones que los complementen permitan que dicha empresa suscriba contratos bajo distintas modalidades como participante del Mercado Eléctrico Mayorista.
- c. Mecanismo para solventar las obligaciones incurridas durante los primeros dos meses de operación del Mercado Eléctrico Mayorista por concepto de Operación de mercado y por adquisición de energía proveída por generadores distintos a CFE.
- d. Plazo para realizar los pagos en favor del CENACE toda vez que se inicie el ciclo de emisión de Facturas, Notas de Crédito y Notas de Débito a partir del 11 de mayo de 2016.
- e. Plazo para la emisión de Facturas, Notas de Crédito y Notas de Débito aplicable a los Participantes de Mercado.
- f. Plazo aplicable al Generador de Intermediación para calcular y reportar al CENACE el Balance Financiero mencionado en el *Manual de Contratos de Interconexión Legados*.

Como primer punto se abordan los tipos de cargos aplicables durante los primeros días de operación del mercado, los cuales consideraron operaciones de compra y venta de energía; servicios conexos; la garantía de suficiencia de ingresos a generadores; Derechos Financieros de Transmisión (DFT's); Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin'S); Servicios Regulados por la CRE referentes al Servicio de Transmisión y el Servicio de Operación y Control del MEM.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Al respecto, se informa que desde la publicación de Estados de Cuenta Diarios considerados de carácter informativo e inclusive aquellos estados de cuenta de los cuales se generaron facturas, notas de crédito y notas de débito a partir del 11 de mayo de 2016, el software utilizado para realizar el proceso de liquidaciones contempla la aplicación de 72 de 111 Folios Únicos de Liquidación, mismos que incluyen los determinados por la Autoridad Competente como obligatorios.

Ahora bien, con relación a la metodología aplicada es importante mencionar que el proceso de liquidaciones se basa en los criterios; principios teóricos y reglas de cálculo planteados en el Manual de Liquidaciones, publicado en el DOF el 12 de enero de 2018.

Con relación a los tipos de cargos y pagos efectuados en el MEM, en el Cuadro 9.6 "Folios del Manual de Liquidaciones considerados en los resultados publicados en Estados de Cuenta Diarios" se observa los rubros que son considerados por el Manual de Liquidaciones, así como aquellos que actualmente se están aplicando a las operaciones del MEM.

En la columna A se cuantifica el total de folios actualmente aplicados en cada liquidación del Mercado de Corto Plazo para cada Sistema Interconectado, teniendo un 100% de folios desarrollados (38 para el Mercado de Día en Adelanto y 30 del Mercado en Tiempo Real) y aplicados diariamente en la liquidación de operaciones. Asimismo, para las tarifas aprobadas por la CRE (Servicios Regulados) su aplicación considera 4 folios de liquidación, los cuales se calculan diariamente y sus resultados se plasman en los Estados de Cuenta Diarios.

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Mercado	Conceptos	No. Total de Folios	No. De Folios en Operación
MDA	DFT's	8	8
MDA	Energía	5	5
MDA	Garantía de Suficiencia de Ingresos	2	2
MDA	Servicios Conexos	17	17
MDA	Transacciones Bilaterales Financieras	2	2
MDA	Sobrecobro Pérdidas Marginales	4	4
Total Folios MDA		38	38
MTR	Energía	5	5
MTR	Garantía de Suficiencia de Ingresos	2	2
MTR	Instrucciones de Despacho	2	0
MTR	Servicios Conexos	17	17
MTR	Sobrecobro Perdidas Marginales	1	1
MTR	Sobrecobro Congestión	1	1
MTR	Transacciones Bilaterales Financieras	2	2
Total Folios MTR		30	28
SR	Tarifa CENACE	2	2
SR	Tarifa Transportista	2	2
SR	Tarifa Distribuidor	2	2
SR	Tarifa Vigilante	2	0
SR	Servicios Conexos no basados en el MEM	6	0
Total Folios SR		14	6
CC	Multas	2	0
CC	Balance Financiero GI	2	2
CC	Penalizaciones	6	0
CC	Evaluación de Pérdidas	3	0
CC	Devoluciones FSUE	2	2
CC	Imp y Exp confiabilidad e inadvertida	11	2
Total Folios CC		26	6
BP	Mercado Balance de Potencia	3	3
Total Folios SR		3	3
TOTAL GENERAL		111	81

Cuadro 9.6. Folios del Manual de Liquidaciones considerados en los resultados publicados en Estados de Cuenta Diarios

También resulta de interés presentar las cantidades de energía comercializadas en el mercado de corto plazo. En el Cuadro 9.7 siguiente es posible identificar que durante los 6 meses transcurridos entre julio y diciembre de 2017 se inyectaron 155,352,106.15 MWh (incluye importaciones comerciales), mientras que fueron retirados 149,110,861.07 MWh. En comparación al mismo periodo, pero de un año previo la inyección y consumo de energía se incrementó en un 3 y 4% respectivamente.

Del total de energía inyectada en el segundo semestre del año 2017 el 28.70% corresponde a energía provista por la empresa subsidiaria CFE generación V, seguida de CFE ICL (Generador de Intermediación) quien inyectó a la red el 15.15 % y CFE generación III con un 14.12 % del total de la generación.

En lo que respecta al consumo de energía, en el Cuadro 9.7 siguiente se observa que existió un consumo de 149,110,861.07 MWh en todo el Sistema Eléctrico Nacional (incluye exportaciones comerciales, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas en media y baja tensión). Del total de la energía

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

consumida el 86.52% corresponde a consumo de la empresa CFE Suministro básico, el 12.64% corresponde a consumo de la empresa CFE ICL y 0.39% por parte de CFE Calificados.

PARTICIPANTE	ENERGIA INYECTADA 2017	ENERGIA RETIRADA 2017	ENERGIA INYECTADA 2016	ENERGIA RETIRADA 2016
ALPMx	30.00	-	-	-
ALTAMIRA (MITSUI)	47,781.81	-	-	-
AMMPE ENERGI	-	4,337.79	-	-
AMMPE GENERACION	943.10	-	-	-
ANAHUAC (MITSUI)	22,774.14	-	-	-
AZTECA X	694,486.68	-	-	-
CENACE	-	-	-	-
CERVECERA	0.93	-	-	-
CFE CALIFICADOS	336,284.00	582,614.76	189,093.00	49,001.11
CFE GENERADOR	-	-	130780952.3	527,654.00
CFE GENERACION I	15,366,507.06	63,174.38	-	-
CFE ICL	23,545,123.77	18,860,639.18	18,576,814.56	16,188,314.93
CFE SUM BASICO	-	129,017,118.22	85,367.20	127,078,629.37
DIVERSIDAD	158,396.00	53,231.00	-	-
ELAN	7,584.93	1.89	-	-
ENEL	3,566.75	20.68	-	-
ENICON	1.00	-	-	-
EVM ENERGI	346,246.39	404.45	21,252.33	384.15
FENIX	594,212.56	285.69	488,072.53	9.49
FORTILUS	2,774.67	16.18	-	-
FRONTERA	2,365,035.07	334.67	813,248.75	621.04
GPG	129,466.51	-	-	-
IBERDROLA CLIENTES	-	36,417.91	-	-
IBERDROLA GENERADOR	84,808.42	-	-	-
LOMAS REAL (MITSUI)	14,150.15	-	-	-
ORCA ENERGY	-	4,348.95	-	-
PIACO	702.23	1,128.32	-	-
RC	20,493.00	-	-	-
SALTILLO (MITSUI)	70,015.40	-	-	-
SUBSIDIARIA CFE GENERACION II	13,899,502.94	179,634.06	-	-
SUBSIDIARIA CFE GENERACION III	21,943,822.83	135,361.29	-	-
SUBSIDIARIA CFE GENERACION IV	15,840,022.72	52,807.54	-	-
SUBSIDIARIA CFE GENERACION V	44,596,494.05	13,033.33	-	-
SUBSIDIARIA CFE GENERACION VI	15,238,113.30	98,136.16	-	-
SUMEX	-	7,814.62	5.00	1,587.03
VALLE HERMOSO (MITSUI)	22,765.76	-	-	-
VEM	-	-	-	-
Total general	155,352,106.15	149,110,861.07	150,954,805.64	143,846,201.13

Cuadro 9.7. Energía inyectada y retirada en el Sistema Eléctrico Nacional en el segundo semestre de 2016 y 2017 (cantidades en MWh)

IX.12 Resultados y beneficios de los Sistemas de Medición

El cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada se empezó a calcular y publicar en el Sistema de Información del Mercado a partir del primero de mayo de 2017, adicional a esto el 9 de mayo se comenzó a guardar en Bases de Datos dichos cálculos. Derivado de lo anterior y con base al incremento del número de Participantes del Mercado se tiene el siguiente análisis.

Número de cálculos por día de cada Participante de Mercado

La fecha inicial del registro en base de datos del cálculo de la REA es el 9 de mayo de 2017 mientras que para el registro de las variables utilizadas como insumo se comenzó a realizar a partir del 26 de mayo del mismo año.

En la mayoría de los casos se tiene el registro de los valores de la REA y de los insumos, incluyendo los PM que fueron registrados posterior a las fechas de inicio de los respaldos de información. Sin

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

embargo, existen ciertos periodos donde no se tiene registro de la información de la REA o de los Insumos, en algunos casos de ambos.

La siguiente tabla muestra el número de días en que se realizó el respaldo del cálculo de la REA y de los insumos que deberían existir y los reales, así como un porcentaje entre estos.

CLV PARTICIPANTE	No. CÁLCULOS ESPERADOS (REA)	No. CÁLCULOS REALES (REA)	No. DATOS REA (%)	No. CÁLCULOS ESPERADOS (INSUMOS)	No. CÁLCULOS REALES (INSUMOS)	No. DATOS VARIABLES (%)
B001	408	381	93%	391	361	92%
C001	408	381	93%	391	361	92%
C002	408	381	93%	391	361	92%
C003	408	381	93%	391	361	92%
C005	408	381	93%	391	361	92%
C006	408	381	93%	391	361	92%
D001	408	381	93%	391	361	92%
D002	408	381	93%	391	361	92%
G001	408	381	93%	391	361	92%
G002	408	381	93%	391	361	92%
G003	408	381	93%	391	361	92%
G006	408	381	93%	391	361	92%
G007	408	381	93%	391	361	92%
G009	408	381	93%	391	361	92%
G010	408	381	93%	391	361	92%
G011	408	381	93%	391	361	92%
G012	408	381	93%	391	361	92%
G013	408	381	93%	391	361	92%
G014	408	381	93%	391	361	92%
G015	408	381	93%	391	361	92%
G016	408	381	93%	391	361	92%
G017	408	381	93%	391	361	92%
G018	408	381	93%	391	361	92%
G019	408	381	93%	391	361	92%
G020	408	381	93%	391	361	92%
G022	408	381	93%	391	361	92%
I001	408	381	93%	391	361	92%
I002	408	381	93%	391	361	92%
T001	408	381	93%	391	361	92%
T002	408	381	93%	391	361	92%
B002	408	377	92%	391	357	91%
G021	391	364	93%	391	361	92%
C009	390	363	93%	391	361	92%
C007	357	331	93%	357	328	92%
M001	329	329	100%	329	326	99%
M002	329	329	100%	329	326	99%
M004	329	329	100%	329	326	99%
C017	320	320	100%	320	317	99%
G023	295	295	100%	295	292	99%
C016	294	294	100%	294	291	99%
C018	280	280	100%	280	277	99%
G027	238	238	100%	238	235	99%
G025	233	233	100%	233	230	99%
C012	224	224	100%	224	221	99%
G031	203	203	100%	203	200	99%
M005	203	203	100%	203	200	99%
M007	203	203	100%	203	200	99%
M006	198	198	100%	198	195	98%
G029	196	196	100%	196	193	98%
G034	188	188	100%	188	185	98%
G008	187	187	100%	187	184	98%
C011	148	148	100%	148	145	98%
C004	127	127	100%	127	124	98%
C008	127	127	100%	127	124	98%
F001	127	127	100%	127	124	98%
G028	122	122	100%	122	119	98%
C020	111	107	96%	111	106	95%
G030	111	92	83%	111	92	83%
G035	55	55	100%	55	55	100%
G032	29	29	100%	29	29	100%
M008	23	23	100%	23	23	100%
C022	22	22	100%	22	22	100%
C025	21	21	100%	21	21	100%
C013	15	15	100%	15	15	100%
G036	2	2	100%	2	2	100%

Cuadro 9.8. Número de días en que se realizó el respaldo del cálculo de la REA.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

De manera gráfica se tienen en azul los números de datos esperados y los datos registrados para el caso de la REA y para los insumos en color verde de todos los participantes que se encuentran en el mercado actualmente. Además, en la Imagen 9.5 se muestran a los PM con más de 330 registros mientras que en la Imagen 9.6 se señalan aquellos PM con menos de 330 registros de acuerdo con la fecha de alta.

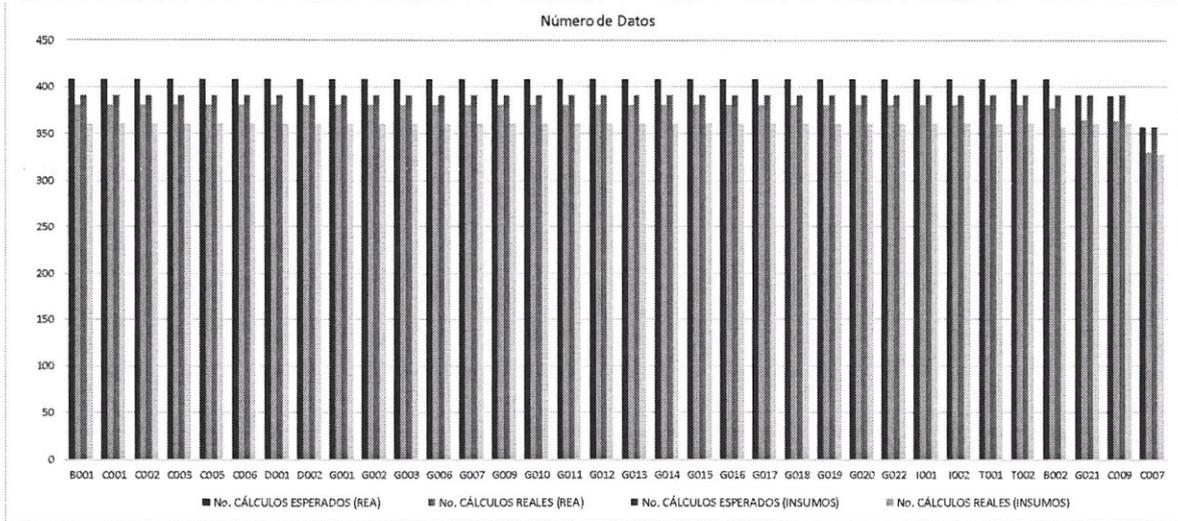


Imagen 9.5. PM con más de 330 registros.

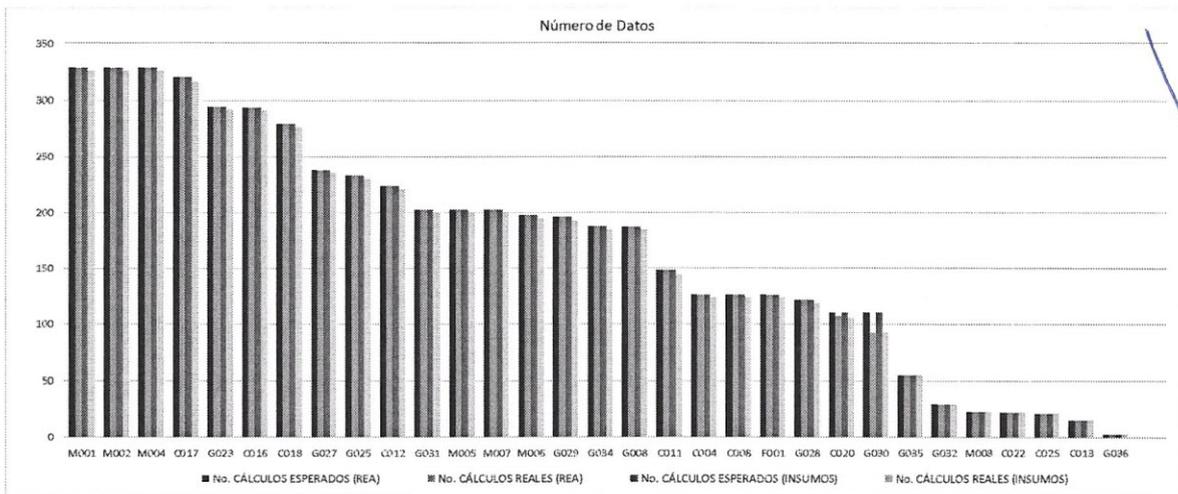


Imagen 9.6. PM con menos de 330 registros

Número de días calculados por Participante de Mercado

Considerando los datos anteriores y analizando los cálculos por día agrupados de manera mensual, se tiene que el principal número de datos faltantes se encuentra en el mes de julio de 2017 donde sólo se tienen sólo 5 días registrados de los 31 días que deberían existir en dicho mes. Asimismo, en junio del mismo año no se tiene registro de los 30 días.

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including a large signature and the word 'VIA'.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Este faltante de datos se presenta tanto en el registro de los datos de la REA como con los valores de los insumos.

Días Mes	REA													
	2017								2018					
	May*	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
31	30	31	31	30	31	30	31	31	31	28	31	30	31	30
B001	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
B002	23	29	5	31	30	31	26	31	31	28	31	30	31	20
C001	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C002	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C003	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C004										15	31	30	31	20
C005	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C006	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C007		2	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C008										15	31	30	31	20
C009	5	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C011										8	28	31	30	20
C012							22	31	31	28	31	30	31	20
C013														15
C016				1	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C017				27	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C018					17	31	30	31	31	28	31	30	31	20
C020													31	20
C022													2	20
C025													1	20
D001	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
D002	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
F001										15	31	30	31	20
G001	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G002	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G003	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G006	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G007	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G008										16	28	31	30	20
G009	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G010	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G011	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G012	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G013	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G014	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G015	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G016	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G017	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G018	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G019	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G020	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G021	6	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G022	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G023				2	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
G025						1	30	31	31	28	31	30	31	20
G027						6	30	31	31	28	31	30	31	20
G028										10	31	30	31	20
G029														20
G030								25	31	28	31	30	31	20
G031							1	31	31	28	31	30	31	20
G032													9	20
G034														20
G035								17	31	28	31	30	31	20
G036												4	31	20
I001	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
I002	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
M001			5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
M002			5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
M004			5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
M005							1	31	31	28	31	30	31	20
M006								27	31	28	31	30	31	20
M007							1	31	31	28	31	30	31	20
M008													3	20
T001	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20
T002	23	29	5	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	20

Cuadro 9.9. Faltante de datos para el cálculo de la REA.

Número de cálculos por día por Participante de Mercado

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Actualmente, de manera diaria, se realizan 8 registros en base de datos de los cálculos de la REA y de los insumos. Dichos registros se realizan a las 00:40, 06:30, 08:30, 10:30, 12:30, 14:30, 16:30, y 18:30.

Sin embargo, en un inicio se realizaron diferentes cantidades de registros en base de datos, aunque han existido periodos en que no hay un respaldo de manera regular, como se puede ver en el siguiente cuadro:

Fechas (Datos REA)	No. Cálculos por día (REA)	Fechas (Insumos)	No. Cálculos por día (Insumos)
09/mayo/2017 - 12/junio/2017	1	26/mayo/2017 - 12/junio/2017	1
13/junio/2017 - 30/junio/2017	2 a 7	13/junio/2017 - 30/junio/2017	2 a 7
01/julio/2017 - 26/julio/2017	0	01/julio/2017 - 26/julio/2017	0
27/julio/2017	3	27/julio/2017	3
28/julio/2017 - 24/octubre/2017	7 (por lo general)	28/julio/2017 - 24/octubre/2017	7 (por lo general)
25/octubre/2017 - 31/octubre/2017	1 a 4	25/octubre/2017 - 31/octubre/2017	1 a 4
1º/noviembre/2017 - 10/enero/2018	7 (por lo general)	1º/noviembre/2017 - 10/enero/2018	7 (por lo general)
11/enero/2018 - 28/febrero/2018	8	11/enero/2018 - 27/febrero/2018	8
1º/marzo/2018 - 8/marzo/2018	1 a 9	28/febrero/2018 - 8/marzo/2018	0 a 6
6/marzo/2018 - 18/junio/2018	8 (por lo general)	6/marzo/2018 - 18/junio/2018	8 (por lo general)

Cuadro 9.10. Cálculo de la REA.

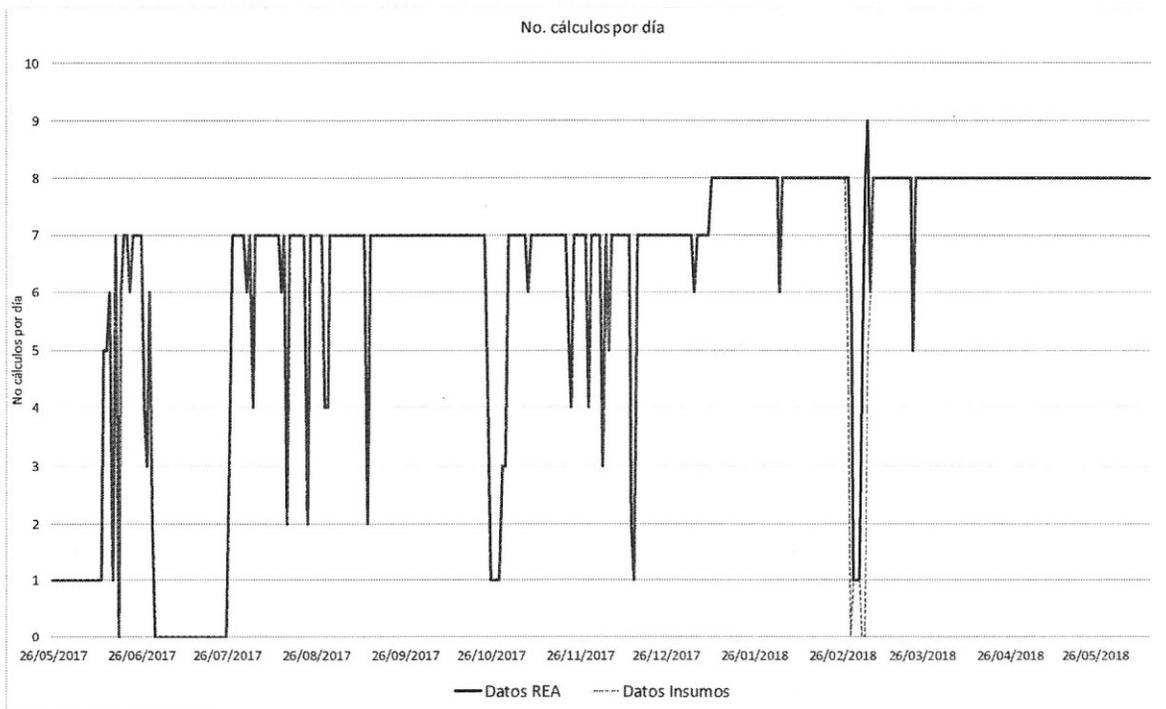


Imagen 9.7. No de cálculos por día REA.

Handwritten signatures and initials in blue ink are present on the right side of the page, including a large signature and several initials.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

Existen ocasiones en que el registro se realiza a una hora diferente de lo normal, por ejemplo, el caso más reciente se presentó el 4 de junio de 2018 cuando el registro no se realizó a las 08:30 sino hasta las 09:27; a pesar de la variación de la hora, ese día se realizó el registro de la REA en 8 ocasiones durante el día como ocurre normalmente.

Variables por cálculo

Finalmente, cada cálculo requiere de diferente número de variables. Algunas de las variables sólo son consideradas en cierto momento, por ejemplo, la variable utilizada para el Mercado de Balance de Potencia (LIQMBP) sólo tiene valores cuando dicho mercado se realiza, en este caso, durante el periodo del 7 de marzo al 13 de marzo de 2017.

Variable	Concepto
LIQMBP	Liquidación Mercado de Balance de Potencia
LIQMDA	Liquidación Mercado Día en Adelanto
LIQMTR	Liquidación Mercado en Tiempo Real
LIQSR	Liquidación de Servicios Regulados
MDM ENERGIA	Energía en el esquema de Mediciones
PC_TBFINS_FIJA	Pasivos Conocidos de Transacciones Bilaterales Financieras Fijas
PC_TBFINS_REF	Pasivos Conocidos de Transacciones Bilaterales Financieras Referenciadas
PML_EX_POST	Precios Marginal Local en el Mercado Ex Post
PML_MDA	Precios Marginal Local en el Mercado de Día en Adelanto
PPE_TBFINS_FIJA	Pasivos Potenciales Estimados de Transacciones Bilaterales Financieras Fijas
PPE_TBFINS_REF	Pasivos Potenciales Estimados de Transacciones Bilaterales Financieras referenciadas

Cuadro 9.11. Variables por cálculo para la REA.

La gráfica muestra el número de variables utilizadas por mes:

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

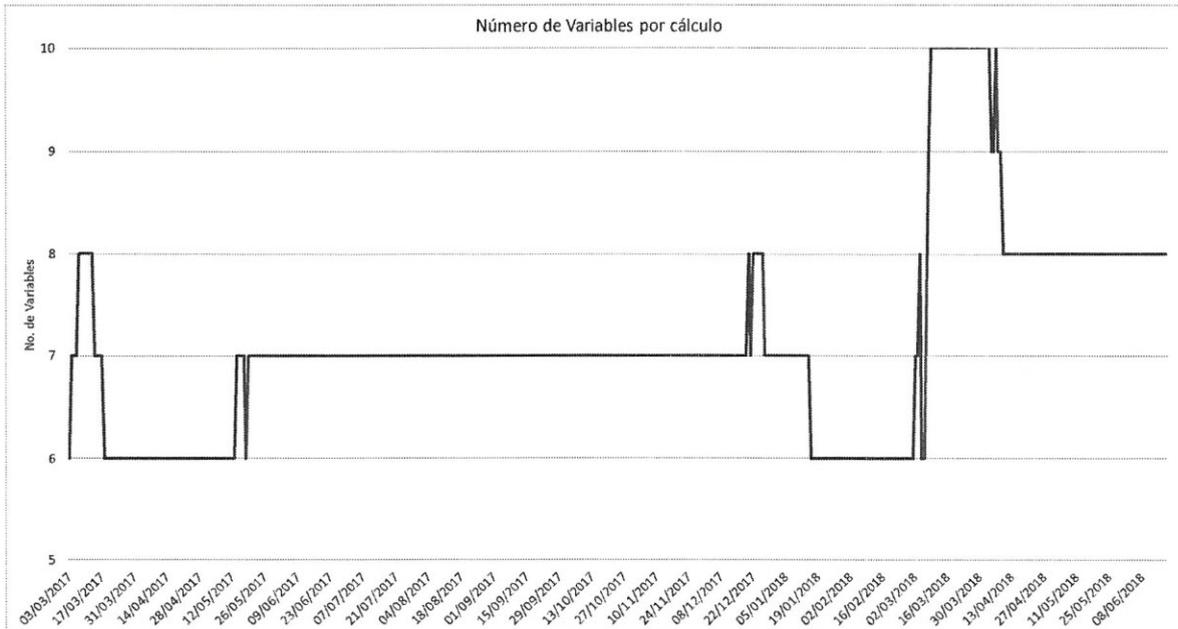


Imagen 9.8. Número de variables por cálculo.

IX.13 Resultados y beneficios de la Operación Contable del MEM

El cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada se empezó a calcular y publicar en el Sistema de Información del Mercado a partir del primero de mayo de 2017, adicional a esto el 9 de mayo se

- Se tiene un Indicador de desempeño, en el cual se observa que, desde la implementación del mismo, se ha obtenido un 100% en el alcance de las metas establecidas.

7.4 Avances del ciclo:	Capturar del indicador			
	Año 2017	Octubre	Noviembre	Diciembre
Indicador: PCFDIS	100.00%	100%	100%	100%
Variable 1: CFDISP	39,079	39,079	33,359	39,571
Variable 2: CFDISE	39,084	39,084	33,359	39,571

7.4 Avances del ciclo:	Capturar del indicador									
	Año 2018	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Indicador: PCFDIS	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		
Variable 1: CFDISP	32968	35707	43128	10656	44330	48343	61106			
Variable 2: CFDISE	32968	35707	43128	10656	44330	48343	61106			

Imagen 9.9. Indicador de desempeño para el cálculo de la REA.

- De auditorías realizadas al área de Contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tanto por la Auditoría Superior de la Federación, el Órgano Interno de Control y Auditores Externos (PWC) no se ha tenido observación alguna a la fecha, con lo que se refleja el correcto manejo del proceso contable.
- Desde el arranque del Mercado Eléctrico Mayorista a la fecha, se tiene una operación ininterrumpida y sin retrasos, dando certeza de los procesos financieros establecidos, los cuales se realizan en tiempo y forma por parte de la Contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista apeguándose a la normatividad vigente establecida.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Se ha logrado realizar las adaptaciones necesarias por los diversos cambios en normatividad fiscal que establece el SAT, resaltando que se ha cumplido en todo momento los tiempos establecidos por las autoridades, así como se ha cumplido con las características requeridas.
- En un periodo de tiempo muy corto, el área de Contabilidad del MEM logró contar con los procesos necesarios, así como con los desarrollos informáticos, para emitir los CFDI's correspondientes a todos los Participantes del Mercado, destacando que a la fecha siempre se han cumplido con los plazos de entrega establecidos.
- Se logró estandarizar la operación, mediante la creación y aplicación de los Manuales de Procedimientos de la Contabilidad del MEM.
- Se ha logrado la automatización de las actividades principales del proceso de facturación, disminuyendo el margen de errores humanos, garantizando la calidad de la información que es entregada hacia los Participantes del Mercado.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

X. Resumen ejecutivo del Informe final del servidor público responsable de la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

A partir de la Reforma Energética, se creó un nuevo marco legal y reglamentario, que permite la participación de los sectores social y privado en la generación, por lo que ahora estos pueden invertir en esta actividad y permite ampliar la infraestructura de generación eléctrica, mejorar la eficiencia de procesos y disminuir los costos.

Asimismo, la legislación permite que el Estado, a través de la SENER, los transportistas o los distribuidores puedan formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo, por cuenta de la Nación, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

La SENER, el CENACE y la CRE han avanzado notablemente en la elaboración de las "Disposiciones Operativas del Mercado Eléctrico", que constituyen la segunda parte de las Reglas del Mercado y que proporcionan el detalle de lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico. Ejemplo de ello es que el órgano de gobierno de la CRE, aprobó en 2015 la Resolución por la que se expiden los Contratos de Participante de Mercado en su modalidad de Generador, Comercializador no Suministrador, Suministrador y Usuario Calificado.

Asimismo, como parte de la implementación del MEM, se publicaron diversos Manuales de Prácticas del Mercado, entre ellos, el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos; Manual de Solución de Controversias; Manual de Garantías de Cumplimiento; Manual de Contratos de Interconexión Legados; Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo; Manual del Sistema de Información del Mercado; Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado; Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados; Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Un requisito en la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista, consistió en instalar la infraestructura operacional que permite la gestión de los Contratos, así como el Registro y Acreditación de los Participantes del Mercado.

Complementariamente, para la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista, han sido fundamentales los procesos para la emisión de Estados de Cuenta Diarios, facturación, pagos y cobros que realizan el CENACE y los Participantes del Mercado para la liquidación financiera de las operaciones del mercado y de los servicios fuera del mismo. En particular, los procesos que se llevan a cabo para la emisión de los Estados de Cuenta Diarios, facturación y procesos de pago y cobro que se derivan de la compra venta de energía eléctrica y los diversos Productos Asociados que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista.

Bajo esta perspectiva, se operan con eficiencia y transparencia las funciones/procesos mediante plataformas operativas, apoyadas en sistemas automatizados de última generación y las mejores prácticas aplicadas a las siguientes responsabilidades:

- Gestión de Interconexión y Conexión.
- Atención de Contratos de Interconexión y Conexión.
- Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- Liquidaciones y Emisión de Estados de Cuenta Diarios.
- Medición de energía para liquidaciones.
- Mejoras a la estimación de datos de medición y calidad de medición.
- Regulación referente a los Sistemas de Medición.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Operaciones Comerciales (Cálculo de Responsabilidad Estimada Agregada).

El resultado de las actividades del CENACE se ven reflejadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en forma contundente, en los siguientes datos:

- Hasta el 15 de junio de 2018 se registran 46 Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en operación, los cuales han llevado a cabo la firma de 86 contratos en beneficio del sector eléctrico del país.
- De estos 46 Participantes del Mercado: 27 son Generadores; 12, Suministradores de Servicio Calificado; 5, Comercializadores no Suministradores; un Generador de intermediación y un Suministrador de Servicios Básicos.

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

XI. Anexos

- Anexo II.1.01 Acuerdo 37 de la 19 del CA
- Anexo VII.2.01 Acto de fallo 3 marzo 2017
- Anexo VII.2.02 Fallo Tetra Tech febrero 2017
- Anexo VII.2.03 Acto de fallo 9 octubre 2017
- Anexo VII.2.04 Acto de fallo 5 marzo 2018
- Anexo VII.7.01 Art. 159 LIE (DOF 11-Ago-2014)
- Anexo VII.7.02 Base 15 de las Bases del Mercado (DOF 08-Sep-2015)
- Anexo VII.7.03 Disposiciones Transitorias SENER (DOF 28-Ene-2016)
- Anexo VII.7.04 Manual del SIM (DOF 04-Jul-2016)
- Anexo VII.7.05 Disposiciones Transitorias SENER (DOF 05-Ene-2017)
- Anexo VII.7.06 Características del SIM
- Anexo VII.7.07 Portales Web del SIM
- Anexo VII.7.08 Publicaciones Etapa 1 SIM
- Anexo VII.7.09 Publicaciones Etapa 2 SIM
- Anexo VII.7.10 Buzón de Notificaciones
- Anexo VII.7.11 Aplicaciones de descarga
- Anexo VII.7.12 Publicaciones Etapa 3 SIM
- Anexo VII.7.13 Notificación Uso del Certificado Digital
- Anexo VII.7.14 Notificación Uso del Certificado Digital por Horarios
- Anexo VII.7.15 Publicaciones Etapa 4 SIM
- Anexo VII.8.01 Artículo 95 Ley Industria Eléctrica vDOF-2018 08 11
- Anexo VII.8.02 Base 1.5 Bases Mercado Eléctrico vDOF-2015 09 08
- Anexo VII.8.03 Acuerdo No. CA-0142016-09 del Consejo de Administración del CENACE
- Anexo VII.8.04 Manual Desarrollo Reglas Mercado DOF-20180108
- Anexo VII.8.05 Sesión Informativa MDRM 2018 01 26
- Anexo VII.8.06 Sesión Informativa MDRM Asistencia 2018 01 26
- Anexo VII.8.07 Convocatoria Designación CCARM-MEM v2018 01 24
- Anexo VII.8.08 Convocatoria Designación CCARM-Legados v2018 02 15
- Anexo VII.8.09 Convocatoria Designación CCARM-OSEN v2018 02 19
- Anexo VII.8.10 Convocatoria Designación CCARM-PER v2018 02 19
- Anexo VII.8.11 Prórroga Convocatoria Designación CCARM-MEM v2018 02 22
- Anexo VII.8.12 Prórroga Convocatoria Designación CCARM-Legados v2018 03 20

Libro Blanco
Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

- Anexo VII.8.13 Prórroga Convocatoria Designación CCARM OSEN v2018 03 21
- Anexo VII.8.14 Prórroga Convocatoria Designación CCARM PER v2018 03 21
- Anexo VII.8.15 CCARM-MEM 2a Generadores v2018 03 13
- Anexo VII.8.16 CCARM-MEM 2a SSC v2018 03 13
- Anexo VII.8.17 CCARM-Legados 2a CILs v2018 04 13
- Anexo VII.8.18 CCARM-Legados 2a Generadores v2018 04 13
- Anexo VII.8.19 CCARM-Legados 2a SSC v2018 04 13
- Anexo VII.8.20 CCARM-OSEN 2a Generadores v2018 04 30
- Anexo VII.8.21 CCARM-OSEN 2a SSC v2018 04 30
- Anexo VII.8.22 CCARM-PER 2a Generadores v2018 04 30
- Anexo VII.8.23 CCARM-PER 2a SSC v2018 04 30
- Anexo VII.8.24 Convocatoria Integración CCARM-MEM v2018 04 13
- Anexo VII.8.25 1a Sesión Ordinaria Integración CCARM-MEM v2018 04 24
- Anexo VII.8.26 Convocatoria Integración CCARM-Legados v2018 05 04
- Anexo VII.8.27 1a Sesión Ordinaria Integración CCARM-Legados v2018 05 15
- Anexo VII.8.28 Convocatoria Integración CCARM-OSEN v2018 05 25
- Anexo VII.8.29 1a Sesión Ordinaria Integración CCARM-OSEN v2018 06 05
- Anexo VII.8.30 Convocatoria Integración CCARM-PER v2018 05 25
- Anexo VII.8.31 1a Sesión Ordinaria Integración CCARM-PER v2018 06 06
- Anexo VII.8.32 Reglas Operación CCARM v1-2018 09 10
- Anexo VII.8.33 Grupos Trabajo CCARM-MEM v2018 06 07
- Anexo VII.8.34 Propuesta Modificación Manual Subastas Mediano Plazo v2018 06 14
- Anexo VII.8.35 Grupos Trabajo CCARM-Legados v2018 07 11
- Anexo VII.8.36 Grupos Trabajo CCARM-OSEN v2018 07 12
- Anexo VII.8.37 Oficio No. UE-240-31506-2018
- Anexo VII.8.38 Numeral 4.3.1 MDRM DOF-2018 01 08
- Anexo VII.8.39 Base 1.5.10 Bases Mercado Eléctrico DOF-2015 09 08
- Anexo VII.8.40 Numeral 4.3.3 y 4.3.4 MDRM DOF-2018 01 08
- Anexo VII.8.41 Informe DG al CA-CENACE v2018 10 16
- Anexo VII.8.42 Reunión Presidentes