



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA**

**DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA PARTICIPAR EN LAS SUBASTAS DE  
MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

**TESIS**  
**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**  
**CYNDHY ROXANA MARTÍNEZ CUENCA**

**TUTOR PRINCIPAL**  
**DR. PABLO ÁLVAREZ WATKINS**  
**COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

**CIUDAD DE MÉXICO, OCTUBRE 2019**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dra. Martín Del Campo Márquez Cecilia

Secretario: Dra. Escobedo Izquierdo M. Azucena

Vocal: Dr. Álvarez Watkins Pablo

1<sup>er</sup>. Suplente: M. en I. Rodiles Amaro Fabiola

2<sup>d o</sup>. Suplente: M. I. Olivera Villa Beatriz Adriana

Ciudad de México, 2019

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Álvarez Watkins Pablo

---

**FIRMA**

## Agradecimientos

Mis agradecimientos a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y a la Facultad de Ingeniería por haberme brindado la oportunidad de cursar esta maestría.

También quiero agradecer a todas las personas que contribuyeron en el logro de esta meta:

A Raúl, por su apoyo incondicional y desvelos mientras realizaba esta tesis, por sus aportaciones a la misma, por mantenerme siempre enfocada y por ser mi compañero de vida.

A Isaías Guillen, por motivarme a continuar con mi preparación profesional, por su amistad, y por sus sabios consejos.

A mi familia Elsa, Ramón y Diana, por acompañarme a lo largo de este camino, por su cariño y apoyo; y sobre todo por los momentos importantes que siempre compartimos.

A mi tutor el Dr. Pablo Álvarez, por guiarme en la realización de esta tesis, por su visión y dirección; por compartir sus conocimientos y experiencia para el desarrollo y término de la misma.

A los miembros del jurado la Dra. Cecilia Martín Del Campo, la Dra. Azucena Escobedo, la M. en I. Fabiola Rodiles y la M. I. Beatriz Olivera por sus valiosas aportaciones para el desarrollo final de esta tesis y sobre todo por prestarme parte su tiempo.

## Resumen

Las Subastas de Mediano Plazo que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista, fueron diseñadas como un mecanismo para ayudar principalmente al Suministrador de Servicios Básicos en el cumplimiento de sus compromisos y obligaciones de energía y potencia, ya que este suministrador es el encargado de cubrir la mayor parte de la demanda del país.

Sin embargo, la pasada Subasta de Mediano Plazo realizada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), no tuvo el éxito esperado; debido a esta situación se planteó la idea de desarrollar un simulador para participar en las Subastas de Mediano Plazo, y así ayudar a los participantes del mercado interesados, a tener una óptima participación en ellas.

Para el logro de este objetivo se requirió una investigación y análisis detallados en primer lugar del Mercado Eléctrico Mayorista en México, y posteriormente el respectivo análisis sobre el funcionamiento de estas subastas, para reflejar todas las reglas y particularidades en la programación del Simulador de Subastas de Mediano Plazo.

Con el simulador funcionado, fue posible reproducir los resultados obtenidos de la pasada subasta, así como también se obtuvo una herramienta dinámica que ayuda a los interesados a tener una mejor participación en las subsecuentes subastas del mercado.

Así mismo mediante la simulación de una asignación de energía, se analizaron los pagos y cobros de un año de operación en el Mercado de Energía de Corto Plazo, que tendría un participante en caso de que sus ofertas resultaran asignadas, esto con el fin de tener en consideración todas las implicaciones y obligaciones que se generarían.

# Contenido

<b>Índice de figuras</b> .....	6
<b>Índice de tablas</b> .....	7
<b>Abreviaturas</b> .....	8
<b>Definiciones</b> .....	8
<b>Introducción</b> .....	11
<b>1. Aspectos generales</b> .....	13
1.1 Desregulación de los mercados eléctricos en el mundo .....	13
1.2 Estructura del sector eléctrico mexicano .....	13
1.3 Las subastas en los mercados eléctricos .....	18
<b>2. Tipo de subastas</b> .....	20
2.1 Comparación de las subastas en otros países de Latinoamérica .....	22
2.1.1 Chile .....	22
2.1.2 Colombia .....	24
2.1.3 Brasil .....	26
2.2 Comparación entre Subastas de Largo y Mediano Plazo en México .....	29
2.3 Importancia de las Subastas de Mediano Plazo .....	31
<b>3. Descripción del mecanismo planteado por el CENACE</b> .....	34
3.1 Datos generales de las Subastas de Mediano Plazo .....	34
3.2 Montos de garantías .....	40
3.3 Mecanismos de pago y liquidaciones .....	41
3.4 Descripción del modelo de optimización .....	42
<b>4. Ejecución del modelo</b> .....	44
4.1 Funcionamiento general del programa .....	44
4.2 Interfaz principal .....	45
<b>5. Estrategias óptimas de presentación de ofertas</b> .....	49
<b>6. Resultados</b> .....	58
<b>7. Conclusiones</b> .....	69
<b>Bibliografía</b> .....	74
<b>Anexo 1: Porcentajes de Zona de Carga en Zona de Carga Agrupada</b> .....	75

## Índice de figuras

<b>Figura 1.1</b> Mercado Eléctrico Mayorista .....	16
<b>Figura 2.1</b> Opciones de compra para Entidades Responsables de Carga mediante contratos .....	33
<b>Figura 3.1</b> Selección de las cantidades para cada umbral de carga .....	37
<b>Figura 4.1</b> Proceso funcionamiento SMP_MEM .....	44
<b>Figura 4.2</b> Interfaz principal SMP_MEM .....	45
<b>Figura 4.3</b> SMP_MEM, lectura de catálogo.....	46
<b>Figura 4.4</b> SMP_MEM, cálculo umbrales de carga.....	46
<b>Figura 4.5</b> SMP_MEM, carga de ofertas .....	47
<b>Figura 4.6</b> SMP_MEM, cálculo de asignación .....	47
<b>Figura 4.7</b> SMP_MEM, gráficas de asignación .....	48
<b>Figura 4.8</b> SMP_MEM, comprobación de conexión a base de datos.....	48
<b>Figura 5.1</b> Curva de demanda, con clasificación de bloque de carga para la ZCA Bufadora en el año 2016.....	53
<b>Figura 5.2</b> Curva de la demanda, con clasificación de bloque de carga para la ZCA Bufadora en el año 2017.....	54
<b>Figura 5.3</b> Precios mínimos, promedios y máximos en MDA de la ZCA Bufadora.....	56
<b>Figura 5.4</b> Precios mínimos, promedios y máximos en MTR de la ZCA Bufadora .....	57
<b>Figura 6.1</b> Comparación flujo de efectivo mensual vendedor caso 1.....	64
<b>Figura 6.2</b> Comparación flujo de efectivo mensual comprador caso 1 .....	66
<b>Figura 6.3</b> Comparación flujo de efectivo mensual vendedor caso 2.....	67
<b>Figura 6.4</b> Comparación flujo de efectivo mensual comprador caso 2 .....	68

## Índice de tablas

<b>Tabla 2.1</b> Características de las subastas en Chile, Colombia y Brasil. ....	28
<b>Tabla 2.2</b> Comparación Subastas de Mediano y Largo Plazo.....	30
<b>Tabla 2.3</b> Porcentajes mínimos cobertura de energía, potencia y CEL de RES/008/2016.....	31
<b>Tabla 2.4</b> Porcentaje de los requerimientos de energía que los SSB deben comprar de forma anticipada por Contratos de Cobertura suscritos a más tardar el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018, RES/584/2016.....	32
<b>Tabla 2.5</b> Porcentaje de los requerimientos de potencia y CEL que los SSB deben comprar de forma anticipada por Contratos de Cobertura suscritos a más tardar el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018, RES/584/2016.....	32
<b>Tabla 3.1</b> Requisitos ofertas de compra de energía .....	38
<b>Tabla 3.2</b> Requisitos ofertas de venta de energía.....	39
<b>Tabla 3.3</b> Requisitos compra de potencia.....	39
<b>Tabla 3.4</b> Requisitos de venta de potencia .....	39
<b>Tabla 3.5</b> Montos garantías de seriedad.....	40
<b>Tabla 3.6</b> Montos garantías de cumplimiento .....	40
<b>Tabla 5.1</b> Precios netos de potencia históricos.....	52
<b>Tabla 5.2</b> Comparación del aumento/disminución del MBP .....	52
<b>Tabla 5.3</b> Precios promedio ponderados de la ZCA Bufadora en el MDA de los años 2016 y 2017. 55	
<b>Tabla 5.4</b> Precios promedio ponderados de la ZCA Bufadora en el MTR para el año 2017 .....	57
<b>Tabla 6.1</b> Resultados asignaciones de energía SMP 2017 .....	58
<b>Tabla 6.2</b> Resultados asignaciones de potencia SMP 2017 .....	59
<b>Tabla 6.3</b> Cuotas iniciales de participación .....	60
<b>Tabla 6.4</b> Montos de las garantías de seriedad .....	60
<b>Tabla 6.5</b> Garantías de seriedad por potencia .....	60
<b>Tabla 6.6</b> Garantías de seriedad por energía .....	61
<b>Tabla 6.7</b> Montos de las garantías de cumplimiento.....	61
<b>Tabla 6.8</b> Garantías de cumplimiento por potencia .....	61
<b>Tabla 6.9</b> Garantías de cumplimiento por energía .....	62
<b>Tabla 6.10</b> Flujo de efectivo mensual vendedor caso 1.....	64
<b>Tabla 6.11</b> Flujo de efectivo mensual comprador caso 1 .....	65
<b>Tabla 6.12</b> Flujo de efectivo mensual vendedor caso 2.....	67
<b>Tabla 6.13</b> Flujo de efectivo mensual comprador caso 2 .....	68
<b>Tabla 7.1</b> Ventajas y desventajas de las Subastas de Mediano Plazo.....	69
<b>Tabla 7.2</b> Ventajas y desventajas del Simulador de Subastas de Mediano Plazo.....	72



## Abreviaturas

BCA	Sistema Interconectado de Baja California
BCS	Sistema Interconectado de Baja California Sur
CEL	Certificado de Energías Limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
ERC	Entidades Responsables de Carga
MDA	Mercado de Día en Adelanto
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MTR	Mercado de Tiempo Real
PML	Precio Marginal Local
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SMP_MEM	Simulador de Subastas de Mediano Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SLP	Subastas de Largo Plazo
SMP	Subastas de Mediano Plazo
ZCA	Zona de Carga Agrupada

## Definiciones

**Bloques de Carga:** Clasificación de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, o cuando aplique la cantidad complementaria la carga total del Sistema Interconectado, en cada hora, en cada Zona de Carga Agrupada (ZCA), a las que se refieren los productos de energía de las Subastas de Mediano Plazo. Los bloques de carga son base, intermedia y punta según lo que se establece en la Base 14 (Subastas de Mediano y Largo Plazo) apartado 14.2.5 (Cálculos para definir los bloques de carga) de las Bases del Mercado Eléctrico.

**Centro de Carga:** Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el suministro eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada.

**Certificado de Energías Limpias (CEL):** Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga.

**Comercializador:** Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.

Definiciones tomadas de fuentes [1], [2] y [4]. En adelante estos términos se usarán de la misma forma que fueron definidos en la regulación aplicable al sector eléctrico.

**Contrato de Cobertura Eléctrica:** Acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos.

**Contrato de Interconexión Legado:** Contrato de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra bajo las condiciones vigentes con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

**Distribuidor:** Los organismos o Empresas Productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de energía eléctrica.

**Generador:** Titular de uno o varios permisos para generar electricidad en centrales eléctricas, o bien, titular de un contrato de Participante del Mercado que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las centrales eléctricas ubicadas en el extranjero.

**Generador Exento:** Propietario o poseedor de una o varias centrales eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE.

**Participante del Mercado:** Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.

**Participantes Obligados:** Suministradores, Usuarios Calificados participantes del mercado y Usuarios Finales que reciban energía eléctrica por el abasto aislado, así como los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que incluyan Centros de Carga cuya energía no provenga en su totalidad de una central eléctrica limpia.

**Potencia:** Es el producto comercial que se obtiene de la capacidad entregada por las centrales eléctricas, que se haya puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las horas críticas del año anterior.

**Precio Marginal Local (PML):** Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un periodo definido, calculado de conformidad con las reglas del mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

**Productos Asociados:** Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, entre los que se encuentran: Potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del SEN,

Definiciones tomadas de fuentes [1], [2] y [4]. En adelante estos términos se usarán de la misma forma que fueron definidos en la regulación aplicable al sector eléctrico.

así como los otros productos y derechos de cobro que definan las reglas del mercado.

**Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** El sistema integrado por:

- a) La Red Nacional de Transmisión
- b) Las Redes Generales de Distribución
- c) Las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución
- d) Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, y
- e) Los demás elementos que determine la SENER

**Suministrador:** Comercializador titular de un permiso para ofrecer el suministro eléctrico en la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados o Suministrador de Último Recurso y que puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a los Generadores Exentos.

**Suministrador de Servicios Básicos:** Permisionario que ofrece el Suministro Básico a los Usuarios de Suministro Básico y representa en el MEM a los Generadores Exentos que lo soliciten.

**Suministrador de Servicios Calificados:** Permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados y puede representar en el MEM a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.

**Suministrador de Último Recurso:** Permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados y representa en el MEM a los Generadores Exentos que lo requieran.

**Suministro Básico:** El Suministro Eléctrico que se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado.

**Transportista:** Los organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

**Usuario Calificado:** Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el suministro eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.

**Usuario de Suministro Básico:** Usuario Final que adquiere el Suministro Básico.

**Usuario Final:** Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico en sus Centros de Carga, como Participante del Mercado o a través de un Suministrador.

Definiciones tomadas de fuentes [1], [2] y [4]. En adelante estos términos se usarán de la misma forma que fueron definidos en la regulación aplicable al sector eléctrico.

---

## Introducción

La reciente implementación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en México, contó con la participación de instituciones como la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), quienes, a través de sus funciones establecidas, trabajaron conjuntamente en el establecimiento de las reglas, así como en la implementación y puesta en operación de este mercado.

Como parte de este nuevo mercado, se crearon las Subastas de Mediano Plazo, las cuáles buscan la celebración de contratos de cobertura a precios fijos entre vendedores y compradores para los productos de energía y potencia en el mediano plazo (máximo tres años); esto con el fin de reducir la exposición a la volatilidad de los precios de estos productos en el corto plazo para los Participantes del Mercado.

Derivado de los resultados de la pasada Subasta de Mediano Plazo, donde no hubo ninguna asignación de energía y solo una asignación de potencia se nota que existe alguna complicación para los participantes, lo cual es normal ya que es algo nuevo en el país, y aún no existen herramientas que ayuden a los participantes, a una mejor toma de decisiones e incentiven su activa participación. Por lo que el objetivo de esta tesis es desarrollar un Simulador de Subastas de Mediano Plazo, para participar en estas subastas, y así tener una herramienta de análisis que permita una acertada participación.

Para el logro de este objetivo fue necesario hacer un análisis del Mercado Eléctrico Mayorista en México y su funcionamiento, y como parte de este mercado también se realizó la investigación detallada del funcionamiento de las Subastas de Mediano Plazo, posteriormente con el análisis derivado de la investigación se programaron todas las características y reglas de las subastas que dieron lugar al Simulador de Subastas de Mediano Plazo.

En el primer capítulo se mencionan a los mercados eléctricos liberalizados alrededor del mundo, se describe el cambio del mercado eléctrico mexicano pasando de un modelo verticalmente integrado a uno de libre competencia; y finalmente se mencionan los tipos de subastas que realizan otros países y las herramientas de participación.

Dentro del segundo capítulo se describe con mayor detalle a las subastas eléctricas en tres países de Latinoamérica, y como son las subastas en México.

En el tercer capítulo se explica a detalle las reglas y funcionamiento de las Subastas de Mediano Plazo.

---

En el cuarto capítulo se describen las partes que componen al simulador, así como su funcionamiento de acuerdo con su interfaz gráfica.

El capítulo quinto presenta sugerencias sobre la determinación de las ofertas de compra y venta de los participantes.

En el capítulo sexto se presentan los resultados obtenidos con el simulador, así como dos casos donde se simulan asignaciones de energía y sus flujos de efectivo por las compras y ventas de energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Finalmente, en el último capítulo se presentan las conclusiones sobre los resultados de la investigación respecto a las Subastas de Mediano Plazo y los resultados obtenidos mediante el simulador, con el fin de comprobar que se cumplió exitosamente el objetivo.

## 1. Aspectos generales

En este capítulo se muestra un panorama general de los mercados eléctricos desregularizados en el mundo y en México, también se describe a detalle la estructura del sector eléctrico mexicano y se mencionan a los países que utilizan el mecanismo de las subastas.

### 1.1 Desregulación de los mercados eléctricos en el mundo

El sector eléctrico tiende a ser un monopolio natural, debido a la relación que existe entre la generación, transmisión y distribución; es común encontrar una estructura verticalmente integrada, ya que la creación de esta estructura es liderada o creada por el gobierno.

Sin embargo, conforme la economía de un país avanza, se busca una disminución de los precios de la energía eléctrica y una matriz energética robusta y confiable, que asegure el incremento de la demanda futura. Para el logro de estos objetivos se necesita de una gran inversión en la expansión del sistema eléctrico nacional, y es común que el gobierno consiga esta inversión por medio de capital externo, a través de la desregulación, que abre la entrada a la libre competencia de las empresas privadas en áreas como la generación, transmisión, distribución y comercialización, para dar paso a un mercado eléctrico competitivo. Cabe mencionar que cada país adapta su mercado a las necesidades específicas que requiera. [16]

El primer país en desregular su sector eléctrico permitiendo la inversión privada, fue Chile en el año de 1982. Posteriormente en los noventas varios países siguieron esta pauta; en 1990 Reino Unido (quien es uno de los países con el modelo más consultado por su mercado minorista), en 1992 tuvo lugar desregulación de países como Perú y Argentina por el lado de Latinoamérica y Nueva Zelanda en Oceanía; en 1994 se liberó el sector eléctrico colombiano, y el australiano en el año de 1996, a finales de los 90 se liberó el mercado eléctrico de Brasil, junto con los mercados de España en el año de 1998, y Estados Unidos con Nueva Inglaterra y PJM en 1997, California (CAISO) en 1998 y Texas (ERCOT) e Illinois en 1999. [7] [11] [16]

### 1.2 Estructura del sector eléctrico mexicano

Anteriormente el sector eléctrico de México estaba monopolizado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en toda la cadena productiva desde la generación, transmisión, distribución hasta la comercialización de la energía eléctrica.

La CFE era la empresa paraestatal encargada de la operación y control centralizados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La presencia de la inversión

privada se encontraba solo en el área de la generación de electricidad, mediante los Productores Independientes de Electricidad (PIE), quienes respaldaban su venta de energía a CFE por medio de contratos de compraventa exclusivos, los pequeños productores (menores a 30 MW) que de igual manera solo podían vender su energía eléctrica a CFE, y finalmente los generadores que se encontraban en el esquema de autoabasto los cuales podían generar electricidad y venderla únicamente a sus socios consumidores. [16]

En diciembre de 2013 con la aprobación de la Reforma Energética, y las modificaciones de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector eléctrico de México dio un gran paso hacia su modernización, diversificación y una mayor competitividad. En esta nueva etapa el sector eléctrico mexicano pasó por una importante transformación hacia un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) eficiente, que tiene como objetivos dar lugar a un mercado de libre competencia abierta, e incrementar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de forma eficiente y a un costo accesible, para impulsar el desarrollo de México; con importantes cambios en las principales instituciones con injerencia en el sector eléctrico y la oportunidad de ingresar mayor inversión privada tanto nacional como internacional.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) aprobada el 11 de agosto de 2014, estableció el nuevo marco normativo que rige al sector eléctrico, el cual determina que se conservan como áreas estratégicas reservadas al estado la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, la Transmisión y Distribución de energía eléctrica; y se abre la libre competencia en las actividades de generación y comercialización, de acuerdo a las modificaciones correspondientes de los artículos 27 y 28 de la Constitución Política Mexicana.

**Artículo 25, párrafo 4°.** - El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.

**Artículo 27, extracto párrafo 6°.** - Tratándose de minerales radiactivos no se otorgarán concesiones. Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

**Artículo 28, párrafo 4°.** - No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia. **Párrafo 8°.** - El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.

A continuación, se enlistan los objetivos de la Ley de la Industria Eléctrica [1]

- Promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica.
- Permitir a los generadores la venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista y la celebración de contratos de electricidad y productos asociados con otros participantes del mercado.
- Mantener la exclusividad de generación nuclear para el estado.

En la LIE se definió la nueva estructura para el sector eléctrico del país, comenzando con nuevas figuras participantes como son: Generador, Suministrador, Comercializador y Usuario Calificado Participante del Mercado; que pueden participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, el cual es el espacio para la libre competencia de compraventa de energía eléctrica, potencia, certificados de energías limpias y otros productos asociados; así como los cambios en las transacciones de energía eléctrica y toda su cadena productiva desde la generación hasta la entrega a usuarios finales.

El Mercado Eléctrico Mayorista está regido por una serie de reglas que se ven reflejadas en:

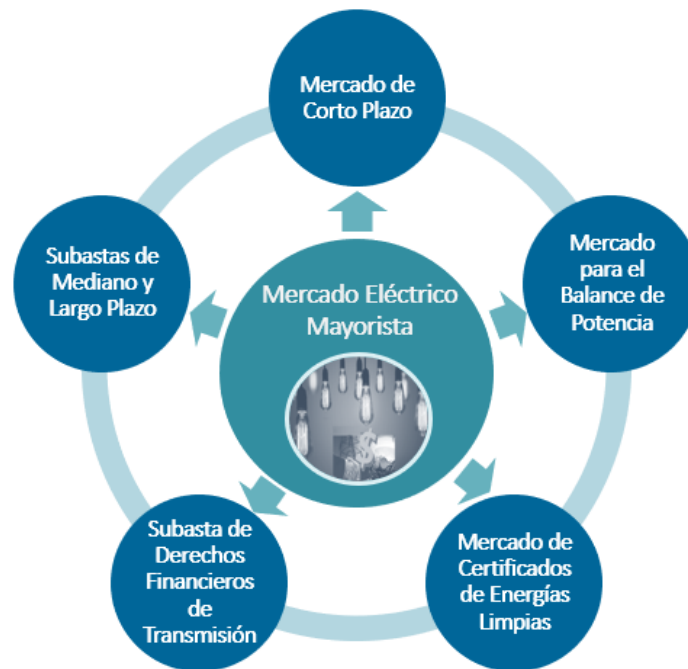
- 1) **Las Bases del Mercado Eléctrico.** – Son las disposiciones administrativas de mayor jerarquía, contienen los principios para el diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 2) **Disposiciones Operativas del Mercado.** – En ellas se definen los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, se conforma del conjunto de manuales de prácticas de mercado, guías operativas y criterios y procedimientos de operación. [1]

Este Mercado Eléctrico Mayorista es operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y está compuesto por:

- 1) **El Mercado de Corto Plazo**, en el cual los productos que se comercializan son energía y servicios conexos, este a su vez se subdivide en Mercado de un Día en Adelanto (MDA), Mercado de Tiempo Real (MTR) para la primera etapa y Mercado de Hora en Adelanto (MHA) en la segunda etapa.
- 2) **Mercado de Balance de Potencia**, en este mercado se comercializa la potencia anualmente para el año inmediato anterior.
- 3) **Mercado de Certificados de Energías Limpias**, se implementará a partir del 2018 anualmente para cumplir con las obligaciones de energías limpias establecidas por los reguladores.
- 4) **Subastas de Derechos Financieros de Transmisión**, este mercado comercializa las coberturas de precios en distintos nodos del sistema, en la primera etapa del mercado se harán anualmente y posteriormente en la segunda etapa se podrán hacer por tres años y mensuales.



- 5) **Subastas de Mediano y Largo Plazo**, las subastas de mediano plazo comercializan energía y potencia, las subastas de largo plazo comercializan energía, potencia y certificados de energías limpias.



**Figura 1.1** Mercado Eléctrico Mayorista

Fuente: Elaboración propia con base en información de la LIE, 2014

Previamente se describió que la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece la normatividad mediante la cual se regirá el sector eléctrico, la delimitación de las actividades para cada área y tipo de participante. Dentro del nuevo modelo, en el Sistema Eléctrico Nacional se realizan los cambios más importantes en cuanto a generación y comercialización; así como ajustes a las áreas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

La generación se abre a los privados, para impulsar la integración de nueva capacidad de generación, con la opción de que puedan celebrar contratos con otros participantes y también vender su energía en el Mercado Spot de Corto Plazo.

La comercialización del suministro eléctrico se divide en dos grandes ramas, el suministro básico a cargo del Suministrador de Servicios Básicos y el suministro calificado para consumidores arriba de 1 MW.

Para las áreas de transmisión y distribución el estado mediante la Empresa Productiva del Estado de CFE será quien siga prestando estos servicios, garantizando el acceso abierto y no discriminatorio a las redes de eléctricas para todos los participantes.

Para la correcta implementación de las reglas del mercado y el logro de los objetivos, se designan las competencias y alcances de las instituciones que juegan un papel fundamental como son:

- ✓ **Secretaría de Energía (SENER)**, quien como principales responsabilidades tiene: 1) Diseñar y conducir la política energética mexicana, 2) Realizar la planeación del SEN, 3) En coordinación con la CRE evaluar el desempeño del CENACE y del MEM, 4) Monitorear el MEM durante el primer año de operación, 5) Verificar el cumplimiento de las normas aplicables al MEM, 6) Imponer sanciones e 7) Interpretar para efectos administrativos la LIE de acuerdo a sus facultades. [1]
- ✓ **Comisión Reguladora de Energía (CRE)**, sus atribuciones son: 1) Regular y otorgar permisos de generación de electricidad, 2) Expedir el modelo de contrato de interconexión y conexión, 3) Expedir y aplicar la regulación tarifaria para la transmisión, distribución, operación del CENACE, servicios conexos fuera del MEM, 4) Vigilar el MEM, 5) Establecer las condiciones generales de transmisión, distribución y suministro para la participación en el MEM, 6) Imponer sanciones, 7) Emitir Certificados de Energías Limpias e 8) Interpretar para efectos administrativos la LIE de acuerdo a sus facultades. [1]
- ✓ **Centro Nacional de Control de energía (CENACE)**, organismo público descentralizado encargado de: 1) El control operativo del Sistema Eléctrico Nacional con eficiencia y responsabilidad, 2) La operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y 3) Acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Eléctricas Nacionales de Transmisión y Generales de Distribución, para la interconexión de generadores y conexión de centros de carga. [1]

Los participantes del Mercado Eléctrico son:

- 1) **Generadores**, quienes venden su energía y productos asociados en el mercado, pueden exportar energía y realizar Contratos de Cobertura. Dentro de los generadores también se incluye al Generador de Intermediación quien representa a las unidades de central eléctricas y a sus Centros de Carga asociados, incluidos en los Contratos de Interconexión Legados; y a los Generadores Exentos (capacidad de generación menor a 0.5 MW) quienes pueden vender su energía y productos asociados a través de un Suministrador de Servicios Calificados.
- 2) **Suministradores**, compran energía y productos asociados en los diferentes mercados o mediante Contratos de Cobertura Eléctrica, tienen que cumplir con obligaciones establecidas por la representación de los Centros de Carga, dentro de los suministradores se tiene la subclasificación de:

- Suministrador de Servicios Básicos
  - Suministrador de Servicios Calificados
  - Suministrador de Último Recurso
- 3) **Comercializadores**, participan en el MEM con la compraventa de energía y productos asociados sin representar activos físicos, y pueden celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica.
- 4) **Usuarios Calificados**, son los consumidores de energía mayores a 1 MW, que tienen obligaciones que cumplir respecto a energía y productos asociados, estos tienen la opción de ser representados por un Suministrador de Servicios Calificados, o participar directamente en el mercado como Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

Como una subclasificación de los participantes aparecen las Entidades Responsables de Carga (ERC), que son representantes de los Centros de Carga, como son los Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y Generadores de Intermediación. [2]

### 1.3 Las subastas en los mercados eléctricos

Los diferentes países con mercados eléctricos desregularizados utilizan las subastas principalmente para celebrar contratos (de un determinado plazo), como un instrumento financiero que dé certeza tanto a los generadores como comercializadores sobre un precio estable que incentive la construcción de nuevas centrales eléctricas, o la modernización y retención de las ya existentes.

De acuerdo con el objetivo específico que se busca en cada país, se hace la siguiente clasificación de las subastas:

- ✓ Subastas para reducir la brecha entre la oferta y la demanda, atrayendo nueva capacidad, se da en países como: Brasil, Chile, Colombia y Perú.
- ✓ Subastas para retener o reemplazar capacidad de generación existente por tecnologías menos contaminantes o económicas, se presenta en: Ontario, Nueva Inglaterra y PJM en Estados Unidos.
- ✓ Subastas de adquisición de energía para suministradores de último recurso como en Illinois y España.

Se encontró que la participación de los interesados en los diferentes países que celebran subastas de mercados eléctricos, es a través del análisis de su personal quienes conocen de cerca el mercado y su dirección dinámica, y en el caso donde las subastas fueron un instrumento de nueva aplicación se realizó la contratación de asesores especializados o empresas de consultoría quienes aconsejaban a los

participantes sobre la forma en que debían realizar sus ofertas de acuerdo a su objetivo específico. Sin embargo, no se encontró un software o simulador de subastas como tal. Ahora bien, aun cuando existen diferentes tipos de softwares de optimización, no existe uno comercial adaptado a todas las condiciones particulares de las subastas en el contexto de las reglas del mercado de cada país.

De esta situación surge la idea del Simulador de Subastas de Mediano Plazo (SMP\_MEM), ya que en el caso particular de México, para las subastas solo se cuenta con el software desarrollado por el CENACE (el cual es de uso exclusivo del mismo CENACE), pero no se encontró con un software comercial que permita a los interesados en participar, poder hacer simulaciones de las subastas en las cuales puedan variar los parámetros de entrada y ver las asignaciones resultantes de esas variaciones, como el número de ofertas, porcentajes y precios de compra y venta de cada escenario.

En el siguiente capítulo se describen a detalle los mercados de Chile, Brasil y Colombia, con sus figuras de participantes y los tipos de subastas que se llevan a cabo en cada uno de ellos, la razón de esta selección se debió a su parecido con el mercado eléctrico de México y el parecido de su economía. También se describen a detalle los dos tipos de subastas de México las de Largo y Mediano Plazo.

## 2. Tipo de subastas

Las subastas son un proceso de selección diseñado para adquirir o asignar bienes o servicios a precios competitivos, donde la asignación se da a un postor previamente seleccionado derivado de su oferta financiera. Las subastas son ampliamente utilizadas por ser un proceso transparente, donde se conocen previamente sus reglas por todos los participantes antes de llevarse a cabo. [11]

Al conocer las reglas de la subasta los participantes definen como estructurar sus ofertas y cuando deben postularlas, también conocen el proceso mediante el cual serán seleccionados los ganadores, dependiendo del tipo de subasta que se trate. Existen diferentes tipos de subastas, dentro de las más conocidas se encuentran las siguientes:

- ✓ **Subasta holandesa (subasta descendente).** - En esta subasta se parte de un precio máximo, donde el subastador va anunciando montos en orden descendente hasta que alguno de los compradores se postula y se detiene la secuencia de descenso.
- ✓ **Subasta inglesa (subasta ascendente).**- En esta clase de subasta los compradores se encuentran en un lugar común (real o virtual) en un momento predeterminado; esta subasta se inicia con un precio mínimo, el cual presenta incrementos sucesivos de acuerdo a las ofertas de los compradores, cada comprador puede conocer la oferta hecha por un comprador rival y tiene un tiempo limitado para responder, los compradores se van retirando de la subasta cuando el precio alcanzado es superior al que pueden pagar. El precio final de la subasta es determinado por el comprador que oferta el precio mayor.
- ✓ **Subasta de primer precio (sobre cerrado).** - En ellas se efectúa una sola oferta por cada uno de los compradores en un sobre cerrado, y las propuestas deben expresarse en un mismo periodo. Al término del periodo de recepción el bien se adjudica a la oferta con el precio más alto; de esta manera el precio ganador se traduce al precio de la oferta más elevada.
- ✓ **Subasta Vickrey (segundo precio).** - Es una variante de la subasta anterior, se realiza una única postura de forma simultánea de igual forma en un sobre cerrado, la oferta ganadora será la más elevada, pero el precio seleccionado es el correspondiente a la segunda oferta más alta presentada.
- ✓ **Subasta inversa.** - En este tipo de subastas un grupo de vendedores compite para obtener un determinado trabajo o labor; en este caso los precios disminuyen con la finalidad de obtener al comprador. Esta clase de subasta se utiliza principalmente para el aprovisionamiento de grandes volúmenes de insumos y de productos.

## Subastas eléctricas

Las subastas de electricidad generalmente son del tipo inversa, el cuál es un tipo de subasta donde los vendedores (generadores) son los que pujan por sus productos ya que son los interesados en conseguir grandes contratos de venta de energía, y donde la oferta de venta con el precio más bajo es la oferta ganadora.

En estas subastas generalmente se comercializan varios tipos de productos relacionados con la electricidad, como son energía eléctrica, potencia, derechos de congestión, servicios auxiliares, entre otros. Con periodos de duración de corto, mediano y largo plazo.

Las subastas eléctricas son usadas como un mecanismo transparente, que ayuda a lograr un proceso de adquisición de productos de forma justa, abierta y competitiva, y cuando son diseñadas correctamente encuentran el precio real del producto subastado.

Los principales objetivos de las subastas eléctricas son los siguientes: [11]

- Comprar la energía eléctrica lo más barata posible
- Disminuir los riesgos financieros asociados
- Tener un precio máximo topado
- Reducir los riesgos de la oferta de energía eléctrica (que llegue el punto donde no haya disponibilidad)
- Para las entidades públicas las ofertas representan mayor transparencia
- Para los generadores minimizar el riesgo de no vender su energía eléctrica
- Asegurar el abastecimiento de energía eléctrica oportunamente
- Incentivar de forma anticipada la participación de nueva generación
- Retener y/o remplazan la capacidad de generación existente

## 2.1 Comparación de las subastas en otros países de Latinoamérica

La gran mayoría de los países que poseen un mercado de energía eléctrica, utilizan las subastas como un medio para aumentar la generación instalada y poder cubrir las proyecciones de los requerimientos futuros de energía en el país, siempre dando prioridad a la demanda del sector residencial.

A continuación, se presentan los mecanismos de las subastas establecidos en Latinoamérica específicamente en Chile, Colombia y Brasil, por ser los países más activos en la realización de múltiples subastas, y por su parecido en la estructura de su mercado eléctrico con el de México.

### 2.1.1 Chile

En 1982 Chile fue el primer país en introducir un mercado eléctrico abierto a la libre competencia, con dos sistemas principales el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

Sus principales actores involucrados son las figuras del generador, transportista, distribuidor, clientes regulados y libres. Con dos grandes divisiones, una el mercado mayorista de abastecimiento a grandes clientes y otra el mercado minorista regulado. Los clientes libres son grandes consumidores que tienen la forma de proveerse de electricidad mediante la autogeneración o el suministro directo con empresas de generación, los cuales tienen una potencia conectada mayor a 5 MW. Los clientes regulados son los usuarios finales con una potencia conectada igual o menor a 5 MW que obtienen su suministro de los distribuidores.

En el año 2004 las empresas distribuidoras comenzaron a tener problemas de renovación de sus contratos de suministro con las empresas generadoras, principalmente por la crisis de suministro de gas argentino y los cambios regulatorios derivados de la extrema sequía del periodo 1998-1999, ya que desde la perspectiva de los generadores la renovación de contratos a precios regulados no era la mejor opción, con el esquema de precios de nodo desde un inicio se determinaban los precios máximos de los contratos de suministro a través de un cálculo semestral de precios de nodo, con los que se buscaba representar la futura evolución de los costos marginales, que eran promediados y traspasados a los clientes finales.

Por lo que la autoridad buscando resolver el problema de abastecimiento futuro de energía eléctrica, en mayo de 2005 promulgo la Ley No. 20.018 (Ley Corta II), en la cual se remplazaba el esquema de precios de nodo por un esquema de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes, de suministro de largo plazo entre las empresas distribuidoras y las empresas generadoras. Con el objetivo de asegurar el suministro para el futuro incremento de la demanda eléctrica, a pesar de la incertidumbre en el abastecimiento externo de combustibles, y a su vez dar



cierta certeza a los futuros inversionistas sobre la viabilidad de sus proyectos de generación de energía eléctrica. [11]

En estas subastas o licitaciones, se esperaba obtener precios de largo plazo (15 años) eficientes y competitivos, para que los generadores pudieran amortizar sus inversiones. Al inicio de cada licitación, el regulador establecía e informaba un precio máximo de energía, dichas licitaciones debían realizarse cuando menos 3 años antes del inicio de suministro. También se buscaba maximizar la cobertura de la demanda y minimizar los precios, mediante un esquema de combinación en el cual resultaran múltiples contratos entre los ganadores, es decir un generador ganador firmaría contratos con cada uno de los distribuidores ganadores de manera proporcional a sus ofertas. En las subastas los generadores ofertaban por energía en precio y volumen, aunque finalmente los contratos incluyeran energía y capacidad, estas subastas eran libres para todo tipo de tecnologías.

Unos años después el gobierno chileno analizó las perspectivas del sector eléctrico, encontrado una alta concentración de mercado que propiciaba la falta de competencia y un alza en los precios de la energía, por lo que, en enero de 2015 como medida para contrarrestar estos hechos, puso en vigor la nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para clientes regulados la Ley 20.805. Esta nueva ley hizo modificaciones a las reglas de las subastas anteriores buscando reducir los precios de la energía eléctrica, el aumento de la competencia y diversificación del sector, con medidas como el aumento de la vigencia de los contratos de largo plazo pasando de 15 a 20 años, el mejoramiento del sistema de evaluación de las ofertas y la incorporación de bloques horarios.

Las nuevas licitaciones se clasificaron en tres tipos:

- **Licitaciones de largo plazo:** Con contratos de duración de 20 años, con plazos para entrada en operación de 5 años después de resultar ganador, con el objetivo de introducir precios más bajos y hacer posible el ingreso de nuevos proyectos de generación.
- **Licitaciones de corto plazo:** Bajo un régimen flexible, con plazos para inicio de suministro y duración de los contratos determinados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), según los problemas que se quisieran atacar.
- **Licitaciones excepcionales de cortísimo plazo:** Enfocadas en situaciones excepcionales donde la Comisión Nacional de Energía CNE, previera que las proyecciones de demanda serían superiores al suministro de energía contratado por las distribuidoras para el siguiente año, con duración de contratos no mayores a tres años, y con un año para brindar el suministro después de resultar asignados, con precios regulados por la ley.

Para estas nuevas subastas, se incorporó un precio máximo como tope determinado por la CNE, fundamentado sobre criterios de abastecimiento eficiente y sobre bases cuantitativas, que se debía mantener oculto hasta la apertura de las ofertas.



También se agregó un diseño de bloques de suministro innovador, horarios y mensuales que favorecían la participación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), atrayendo más ofertas y fomentando la competencia; a pesar de que las subastas fueron neutras en el tipo de tecnologías de los proyectos, esto con el fin de no generar un mercado exclusivo para determinados tipos de tecnologías. [14]

Como resultado de los grandes cambios que trajo la Ley 20.805, la última subasta de energía eléctrica, realizada en Chile en el 2017, tuvo una adjudicación de 2,200 GWh/año para los clientes regulados, con un precio promedio de 32.5 USD\$/MWh, donde además el 100% de la energía adjudicada proviene de fuentes renovables.

### 2.1.2 Colombia

El mercado energético colombiano se liberó en el año 1994, con la promulgación de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley de Electricidad), las cuales definieron el marco regulatorio para el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo. Este mercado se divide en función de la demanda, en dos grandes regiones: el Sistema Interconectado Nacional (SIN), donde se realizan la mayoría de los proyectos energéticos a gran escala, y las Zonas No Interconectadas (ZNI), que admiten proyectos de menor tamaño.

En su matriz de generación, la generación de energía hidráulica es la que mayor peso tiene con casi un 70%, el 29% corresponde a la generación proveniente de centrales térmicas y apenas el 0.64% corresponde a energía generada a partir de fuentes provenientes de energías renovables.

Su Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está conformado por las siguientes actividades:

- **Generación:** Es la producción de energía eléctrica mediante diferentes tipos de tecnologías de generación; sus agentes generadores se clasifican en Generadores, Plantas menores, Autogeneradores y Cogeneradores. Esta actividad está abierta a la libre competencia, los generadores pueden vender su energía eléctrica mediante contratos libres o venderla en la bolsa de energía de corto plazo mediante competencia de sus ofertas.
- **Transmisión:** Consiste en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. En su mayoría es un monopolio y a partir de 1990 se abre la competencia en la expansión del STN (Sistema de Transmisión Nacional), se da libre acceso a las redes de transmisión mediante la recuperación a través de cargos regulados.
- **Distribución:** Se refiere al transporte de energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV. Para el desempeño de esta actividad se

cuenta con un monopolio que proporciona el libre acceso a las redes, el cual recupera su servicio a través de cargos regulados.

- **Comercialización:** Consiste en la compra de energía eléctrica en el Mercado Mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Este parte del mercado está abierta a la libre competencia, pero cuenta con un margen de comercialización fijo para los clientes regulados.

Los clientes se clasifican en usuarios regulados y no regulados, los clientes no regulados son aquellos que tienen un consumo mayor o igual a 55 MWh-mes o 0.1 MW de demanda máxima.

Durante casi diez años (1996-2006) Colombia aplicó un cargo por capacidad, que fue remplazado en el 2006 por el cargo por confiabilidad, el cual tenía como objetivo asegurar la inversión en la expansión de la capacidad de generación, mediante el pago de un ingreso mínimo, que reflejara esta recuperación de inversión.

El cargo por confiabilidad se estableció como un mecanismo de remuneración para los generadores que, mediante una asignación por subasta, recibían el precio ofertado en su Oferta de Energía Firme de forma constante durante el periodo subastado, a cambio de su compromiso de entregar al SIN cierta cantidad de energía (Obligación de Energía Firme OEF) en condiciones críticas de abastecimiento del sistema, cuando el precio de bolsa superara el precio de escasez. Además, los generadores también recibían la remuneración correspondiente por la energía generada durante la condición crítica del sistema, la cual se pagaba al precio de escasez.

Para permitir que las plantas de generación con obligaciones por el cargo por confiabilidad pudieran cubrir las salidas por mantenimientos y atraso en la construcción de sus centrales, se implementó el esquema de anillos de seguridad, los cuales son un conjunto de instrumentos que tienen por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas, y el cumplimiento de las OEF de los generadores. Estos anillos de seguridad son: el Mercado Secundario, Respuesta de la Demanda, Subastas de Reconfiguración y Generación de última Instancia.

Las Subastas de Reconfiguración permitían cubrir los ajustes en las proyecciones de la demanda total de energía, en un periodo de 1 año comenzando el 1° de diciembre y terminando el 30 de noviembre del siguiente año. En estas subastas participaban generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF), cuyos proyectos de construcción tuvieran dificultades para entrar en operación antes del inicio del período de vigencia de la Obligación de Energía Firme. Estas subastas podían realizarse cuando hubiera excedentes de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) o cuando se presentará déficit como parte de los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad.

En el año 2014 mediante la Ley 1715, se integraron a las subastas las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), permitiendo la participación de autogeneradores y la venta de sus excedentes. [7]

En el año 2018, Colombia integró a su regulación energética las Resoluciones 40791 y 40795, con el objetivo de diversificar y fortalecer su matriz energética, y abrió la convocatoria a la primera subasta de energía eléctrica de largo plazo para proyectos renovables con capacidad instalada mayor o igual a 10 MW, con contratos con vigencia de 10 a 20 años, para iniciar con sus obligaciones 4 años posteriores a la realización de la subasta.

En estas subastas el producto comercializado es energía a diferencia de las subastas del cargo de confiabilidad, donde se subasta energía en un periodo de un año, sin compromiso horario, este nuevo mecanismo de subasta buscó aumentar la seguridad de la matriz de generación aprovechando los recursos renovables; para poder impulsar las Energías Renovables No Convencionales, mediante contratos con mayor duración que pudiera hacer posible obtener su financiamiento. [10]

### 2.1.3 Brasil

El sector eléctrico en Brasil fue privatizado parcialmente a finales de los 90's, pero fue hasta los años 2003 y 2004 que Brasil sentó las bases para un nuevo modelo en el sector eléctrico con la promulgación de las leyes No. 10.847 y 10.848 permitiendo la libre participación al sector privado.

Brasil cuenta con un Sistema Interconectado Nacional (SIN), que está formado por empresas de las regiones Sur, Sureste, Centro-Oeste, Noreste y parte de la región Norte, y solo con un 3.4% de capacidad de producción fuera del SIN.

Es un país que dentro de su matriz energética el 78.4% de la generación eléctrica proviene de fuentes de energía renovable, en su mayoría de la generación hidráulica; el 19.1% de generación proveniente de combustibles fósiles y el 2.5% de centrales nucleares.

Sus principales participantes son:

- **Agentes de generación:** Integrados por generadores de origen público y privado, productores independientes y auto-productores.
- **Agentes de distribución:** Integrado por empresas distribuidoras del estado, con tarifas reguladas que atienden a los consumidores cautivos.
- **Agentes de comercialización:** Integrado por entes privados para realizar contratos libres para el ambiente de contratación libre.

Existen dos ambientes el de contratación regulada y el de contratación libre, en el ambiente de contratación regulada están los consumidores cautivos que son

atendidos por los distribuidores, y el ambiente de contratación libre con los consumidores libres quienes son atendidos por los comercializadores, ellos deben tener una capacidad conectada al sistema mayor a 3,000 kW, los usuarios con capacidad conectada entre 500 y 3,00 kW pueden elegir entre ser consumidores cautivos o libres.

En Brasil se comenzó con los remates o subastas de energía a partir de diciembre de 2004, como un mecanismo para asegurar el suministro de energía para la creciente demanda del país a precios competitivos. Las primeras subastas fueron organizadas por el gobierno y se basaron en los pronósticos del aumento de la demanda de los agentes de distribución, para tener contratos de corto, mediano y largo plazo, todos respaldados por Certificados de Energía Firme. En la actualidad se tienen dos tipos de subastas, unas para la generación existente y otras para atraer nueva generación.

Tipos de subastas o remates de compra de energía para empresas distribuidoras:

- **A5:** Para iniciar cinco años posteriores a la subasta, con una duración de 15 a 30 años, tiene como objetivo satisfacer el aumento futuro de la demanda de las empresas distribuidoras, mediante la construcción de nuevas centrales de generación, suelen realizarse dos veces por año.
- **A3:** Para iniciar tres años posteriores a la subasta, con una duración de 15 a 30 años, tiene como objetivo satisfacer el aumento futuro de la demanda de las empresas distribuidoras, mediante nuevas centrales de generación.
- **A1:** Para iniciar a principios del año siguiente, con una duración de 5 a 15 años, se trata de centrales eléctricas ya existentes cuyas inversiones ya se han amortizado y pueden ofrecer precios más bajos que replacen a los contratos que vencen.
- **A:** De ajuste para iniciar 4 meses después de la subasta y con duración de los contratos hasta por 2 años, su objetivo es adaptar las diferencias en la contratación de energía de las empresas distribuidoras entre sus pronósticos y el comportamiento real del mercado.
- **Energía de reserva:** Tienen el objetivo de aumentar la seguridad del suministro en el SIN, con Centrales eléctricas ya existentes o mediante nuevos proyectos.
- **Fuentes alternativas:** Para iniciar de 1 a 4 años posteriores a la subasta, con una duración de los contratos de 10 a 30 años, tiene como objetivo incentivar la diversificación de la matriz energética mediante la introducción de nuevos proyectos de generación a partir de fuentes de energía renovables como eólica, solar y biomasa. Su realización es programada cuando el gobierno lo cree conveniente.

Estas subastas eléctricas son realizadas regularmente, para que las empresas distribuidoras puedan comprar la energía que necesitan para cubrir el consumo en el ambiente de contratación regulado al precio más bajo y que sea reflejado en las

tarifas reguladas por medio de las cuales se les cobra. Así como también incrementar la capacidad instalada proveniente de energías renovables. [15]

Para participar en las subastas a los participantes se les exige una garantía de seriedad de oferta de al menos 1% del costo estimado de la inversión, y en caso de resultar ganadores se les exige una garantía de fiel cumplimiento del 5% del costo estimado de la inversión.

El tipo de subasta es híbrida, una primera fase es del tipo dinámica descendente y la segunda fase es del tipo sobre cerrado, el proceso de realización es por internet.

Como resultado de la subasta se realizan contratos compra venta entre las empresas generadoras y distribuidoras en moneda local de Brasil (real brasileño) indexado al índice de precios al consumidor de Brasil. El costo de los contratos es pasado íntegramente por las empresas distribuidoras a los consumidores regulados.

Características	Chile	Colombia	Brasil
<b>Objetivo</b>	Asegurar el suministro para el futuro incremento de la demanda eléctrica del país.	Asegurar la inversión en la expansión de la capacidad de generación.	Asegurar el suministro de energía para la creciente demanda del país a precios competitivos.
<b>Beneficiarios</b>	Clientes regulados: usuarios finales con potencia conectada <= a 5 MW	Clientes regulados: con consumo menor a 55 MWh- mes de demanda máxima o 0.1 MW de demanda máxima	Consumidores cautivos de contratación regulada
<b>Participantes</b>	Empresas distribuidoras y empresas generadoras	Comercializadores y generadores	Agentes de distribución y agentes de generación
<b>Duración</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Largo Plazo:</b> 20 años</li> <li>- <b>Corto Plazo:</b> Régimen flexible adaptable a las necesidades</li> <li>- <b>Excepcionales de Cortísimo Plazo:</b> Previstas por situaciones excepcionales, no mayores a 3 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>De reconfiguración:</b> 1 año.</li> <li>- <b>Largo Plazo:</b> De 10 a 20 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>A5:</b> de 15 a 30 años</li> <li>- <b>A3:</b> 15 a 30 años</li> <li>- <b>A1:</b> de 5 a 15 años</li> <li>- <b>A:</b> Duración máxima de 2 años</li> </ul>
<b>Productos</b>	Energía y potencia	Energía y potencia	Energía y potencia
<b>Tipo de tecnología</b>	Todo tipo de tecnologías	Todo tipo de tecnologías	Todo tipo de tecnologías
<b>Tipo de proyecto</b>	Proyectos nuevos y existentes	Proyectos nuevos y existentes	Proyectos nuevos y existentes

**Tabla 2.1** Características de las subastas en Chile, Colombia y Brasil.

Fuente: Elaboración propia

## 2.2 Comparación entre Subastas de Largo y Mediano Plazo en México

Como parte del Mercado Eléctrico Mayorista de México, las Subastas de Mediano y Largo plazo tienen el objetivo de fomentar la negociación entre los diferentes participantes del mercado mediante la firma de contratos, en los que se pacta la comercialización de energía y cualquiera de los productos asociados permitidos, y así asegurar que se cubra la demanda eléctrica del país en el mediano y largo plazo.

Dentro del conjunto de las Reglas del Mercado, la Base del Mercado Eléctrico 14 “Subastas de Mediano y Largo Plazo”, establece las condiciones para la realización anual de Subastas de Mediano y Largo Plazo, los participantes a los cuáles van dirigidas, sus productos, duración y características específicas de cada una. Aunque, es en los manuales respectivos de cada subasta, emitidos por la Secretaría de Energía (SENER), donde se describe a detalle los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculos, directrices y ejemplos.

### Características principales de las Subastas de Mediano y Largo Plazo:

- ✓ **Subastas de Mediano Plazo (SMP):** Se llevan a cabo anualmente con el objeto de asignar contratos para potencia y energía con duración máxima de 3 años, iniciando el 1° de enero del año próximo siguiente a aquel en el que se lleva a cabo la subasta. En este tipo de subastas la energía se vende en zonas de carga agrupadas, a fin de que los vendedores de energía asuman los riesgos de congestión.
- ✓ **Subastas de Largo Plazo (SLP):** Se llevan a cabo anualmente con el objeto de asignar contratos con una duración de 15 años para potencia y energías limpias, y de 20 años para certificados de energías limpias que satisfagan las necesidades de Suministradores de Servicios Básicos y Entidades Responsables de Carga. En estas subastas la energía se vende en las zonas de generación a fin de que los compradores de energía asuman los riesgos de congestión.

Para que puedan participar en la Subasta de Largo Plazo las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos, el Manual de Subastas de Largo Plazo prevé como condición la existencia de una Cámara de Compensación que pueda ser la contraparte y administrar los contratos resultantes de las asignaciones de forma centralizada. Los productos asignados de las Subastas se entregan el 1° de enero del tercer año posterior a la convocatoria de la subasta.

Ambas subastas de Mediano y Largo plazo incentivan la entrada en operación de nuevas centrales eléctricas que aumenten la capacidad de generación; y de esta



manera ayuden a asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional tomando en cuenta las futuras necesidades de crecimiento de la demanda. Sin embargo, cada tipo de subasta ayuda a cumplir también con objetivos específicos. Una diferencia importante entre las subastas de mediano y largo plazo en cuanto a la generación es que las de mediano plazo están dirigidas para proyectos ya existentes y las de largo plazo para nuevos proyectos.

Las Subastas de Largo Plazo permiten la participación de Suministradores de Servicios Básicos y Entidades Responsables de Carga en la adquisición de Contratos de Cobertura Eléctrica con Generadores, abarcan energía eléctrica, potencia y certificados de energías limpias. También impulsan la inversión en generación de energía a partir de fuentes limpias, y a su vez ayudan a los Suministradores de Servicios Básicos y Entidades Responsables de Carga a cumplir con sus requisitos de energías limpias.

Mientras que las Subastas de Mediano Plazo tienen como objetivo principal, permitir que los Suministradores cubran los requisitos y montos mínimos de cobertura de acuerdo con los porcentajes anuales establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en función de los centros de carga que representen; mediante la firma de Contratos de Cobertura con generadores, que a su vez aseguran un precio fijo de venta que minimice su exposición a las variaciones del mercado.

Las Subastas de Mediano Plazo brindan la flexibilidad a los participantes de tener contratos de cobertura con una duración menor que las de Largo Plazo (15 años) y poder hacer planeaciones a corto y mediano plazo, pudiendo ser de 1, 2 o 3 años, también ayudan a tener una mejor previsión de los precios cambiantes del mercado spot, y reducen la exposición a su volatilidad.

Las subastas de Mediano Plazo son un componente importante del Mercado Eléctrico Mayorista, y para su exitosa realización los participantes del MEM necesitan tener una visión clara de su funcionamiento basada en el análisis de las condiciones del mercado. A continuación, se presenta un cuadro comparativo de ambos tipos de subastas en la Tabla 2.2.

<b>Características</b>	<b>Subastas Mediano Plazo</b>	<b>Subastas de Largo Plazo</b>
<b>Productos</b>	Energía y potencia	Energía limpia, potencia y CEL
<b>Duración</b>	1, 2 o 3 años	15 años energía y potencia / 20 años CEL
<b>Tipo de proyecto</b>	Proyectos existentes	Nuevos proyectos
<b>Garantías de cumplimiento</b>	Se entregan en una sola exhibición al inicio del contrato.	Se entregan de forma diferida, por horizonte de 3 años
<b>Inicio</b>	El 1° de enero del año siguiente de la celebración de la subasta	El 1° de enero del tercer año posterior a la convocatoria de la subasta

**Tabla 2.2** Comparación Subastas de Mediano y Largo Plazo

Fuente: Elaboración propia con datos de [3] y [4]

## 2.3 Importancia de las Subastas de Mediano Plazo

En la LIE también se especifica que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de establecer los requisitos y montos mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica y productos asociados, que deberán cumplir los suministradores para los centros de carga que representen [1]. El 14 de enero de 2016 la CRE mediante la resolución RES/008/2016, establece los porcentajes mínimos de cobertura para energía eléctrica, potencia y CEL para los suministradores, tal como se indica en la Tabla 2.3.

Año	Suministrador de Servicios Básicos			Suministrador de Servicios Calificados		
	Energía	Potencia	CEL	Energía	Potencia	CEL
2016	100%	100%		60%	60%	
2017	100%	100%		60%	60%	
2018	100%	100%	100%	60%	60%	60%
2019	Monto de CEL *	90%	90%	Monto de CEL	50%	50%
2020 a 2021	Monto de CEL	70%	70%	Monto de CEL	50%	50%
2022 a 2024	Monto de CEL	70%	50%	Monto de CEL	40%	40%
2025 a 2027	Monto de CEL	30%	30%	Monto de CEL	30%	30%
2028 a 2034	Monto de CEL	30%	30%	Monto de CEL	20%	20%

(1) Significa un requerimiento de MWh igual al número de CEL necesarios para cubrir el requisito del año correspondiente.

**Tabla 2.3** Porcentajes mínimos cobertura de energía, potencia y CEL de RES/008/2016

Fuente: Reconstruido de [12]

De la misma forma, en esta resolución se especifica que los suministradores deberán realizar sus estimaciones de demanda para los próximos 18 años a partir del 2016 e informarla a la CRE, así como contar con los contratos que la respalden de acuerdo con los porcentajes mínimos establecidos antes del 31 de diciembre de cada año, para la compra anticipada de energía y productos asociados.

Posteriormente el 14 de julio de 2016, la CRE mediante la resolución RES/584/2016 [13] disminuye transitoriamente los porcentajes de cobertura para el suministro básico y pospone el inicio de los requisitos de cobertura relativos a la potencia y energía eléctrica que deben contratar por anticipado los suministradores de servicios básicos, pero obligándolos a tener suscritos antes del 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018 los contratos de cobertura para la compra anticipada de los productos antes mencionados.

Las resoluciones mencionadas pueden ser consultadas en los siguientes links.

1) RES/008/2016: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016)

2) RES/584/2016: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016)



Los nuevos porcentajes mínimos para cumplir se presentan en la Tabla 2.4 para energía eléctrica y en la Tabla 2.5 para potencia y CEL.

Años de transición						Año estado estable	
Para el suministro de los años	2016	Para el suministro de los años	2017	Para el suministro de los años	2018	Para el suministro de los años	2019
2017	60%						
2018	60%	2018	79%				
2019	60%	2019	79%	2019	90%		
2020-2034	Monto CEL	2020	79%	2020	90%	2020	90%
		2021-2035	Monto CEL	2021	90%	2021	90%
				2022-2036	Monto CEL	2022	90%
						2023-2037	Monto CEL

**Tabla 2.4** Porcentaje de los requerimientos de energía que los SSB deben comprar de forma anticipada por Contratos de Cobertura suscritos a más tardar el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018, RES/584/2016

Fuente: Reconstruido de [13]

Años de transición						Año estado estable	
Para el suministro de los años	2016	Para el suministro de los años	2017	Para el suministro de los años	2018	Para el suministro de los años	2019
2017	80%						
2018	80%	2018	85%				
2019	80%	2019	85%	2019	90%		
2020	70%	2020	85%	2020	90%	2020	100%
2021-2025	50%	2021	75%	2021	90%	2021	100%
2026-2034	30%	2022-2026	55%	2022	80%	2022	100%
		2027-2035	30%	2023-2027	60%	2023	90%
				2028-2036	30%	2024-2028	70%
						2029-2037	30%

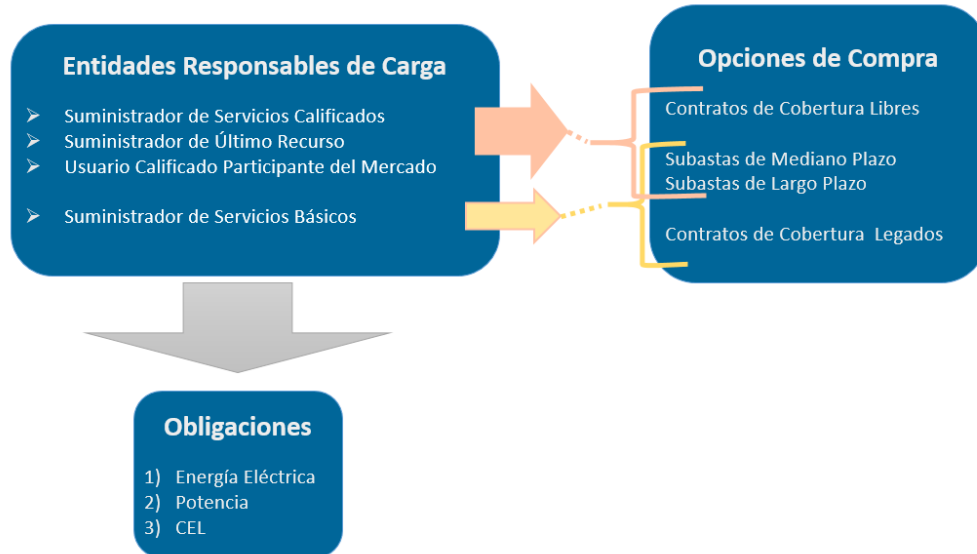
**Tabla 2.5** Porcentaje de los requerimientos de potencia y CEL que los SSB deben comprar de forma anticipada por Contratos de Cobertura suscritos a más tardar el 31 de diciembre de 2016, 2017 y 2018, RES/584/2016.

Fuente: Reconstruido de [13]

Para dar cumplimiento a sus obligaciones, las Entidades Responsables de Carga tienen varias opciones de compra, como celebrar Contratos de Cobertura libres, celebrar Contratos de Cobertura resultado de la asignación de las subastas, o Contratos de cobertura Legados para el caso de los Suministradores de Servicios Básicos.

Sin embargo, para los Suministradores de Servicios Básicos se restringen un poco las opciones de compra para cumplir con sus obligaciones, ya que la misma LIE en su artículo 53, limita a los Suministradores de Servicios Básicos a celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica como resultado de las asignaciones de las subastas que

realizará el CENACE o mediante lo especificado en su artículo transitorio Décimo Noveno, de celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica Legados con precios basados en costos con las Centrales Eléctricas Legadas de CFE, dejando fuera los Contratos de Cobertura Libres, tal como se ilustra en la siguiente figura 2.1.



**Figura 2.1** Opciones de compra para Entidades Responsables de Carga mediante contratos  
Fuente: Elaboración propia

El Suministrador de Servicios Básicos al tener que cubrir la mayor parte de la demanda del país, que incluye a los usuarios finales domésticos (los cuales aún reciben subsidios en el pago de sus recibos de energía eléctrica), tiene cierta preferencia, en el sentido que las subastas tanto de mediano y largo plazo están dirigidas principalmente a él, aunque sin dejar fuera la participación libre de cualquier otra entidad que cumpla con los requisitos de participación.

### 3. Descripción del mecanismo planteado por el CENACE

La Secretaría de Energía (SENER) junto con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), fueron los encargados del diseño y ajustes de las Subastas de Mediano Plazo (SMP); todas las reglas de su funcionamiento se describen a detalle en el manual de Subastas de Mediano Plazo [4], y complementariamente para cada subasta se publicarán bases de licitación que pueden contener ajustes específicos que solo apliquen a esa subasta en cuestión. En este capítulo se presentan las normas y principales reglas de las Subastas de Mediano.

#### 3.1 Datos generales de las Subastas de Mediano Plazo

Las Subastas de Mediano Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista, se llevarán a cabo anualmente con el objetivo de ayudar a los participantes (principalmente el Suministrador de Servicios Básicos) a adquirir de forma anticipada potencia y energía eléctrica, para reducir o eliminar su exposición a la volatilidad de los precios de estos productos en el corto plazo por el lado de la demanda, y por el lado de la oferta, vender productos en el corto plazo y de igual manera mitigar la exposición de precios en el mercado de corto plazo.

Se pueden convocar subastas adicionales a la prevista anualmente, en caso de que así lo requiera el Suministrador de Servicios Básicos al CENACE, con el objetivo de lograr el cumplimiento de sus requisitos de cobertura establecidos.

Los productos objeto de las subastas son energía y potencia eléctrica, la energía se expresa en términos de un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos por bloque de carga, Zona de Carga Agrupada y hora, y la potencia en una cantidad fija en MW-año por zona de potencia.

Las Subastas de Mediano Plazo tienen una duración de 3 años comenzando el 1 de enero del siguiente año al que se haya celebrado la subasta, sin embargo, los participantes podrán presentar sus ofertas por 1, 2 o 3 años según les convenga, las cantidades de las ofertas podrán ser diferentes para cada uno de los años de vigencia e incluso se podrá presentar ofertas en cero para alguno de los años de vigencia.

Como resultado de las asignaciones por las ofertas ganadoras se formalizan los Contratos de Cobertura, de los cuales derivan Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin) que transfieren los compromisos de energía del vendedor al comprador; y las Transacciones Bilaterales de Potencia (TBPot) a través de las cuales el vendedor tiene el compromiso de transferir al comprador la cantidad de potencia determinada en la asignación por zona de potencia y año correspondiente.

Los participantes de las subastas son:

### Como compradores

- 1) Entidades Responsables de Carga
  - Suministrador de Servicios Básicos
  - Suministrador de Servicios Calificados
  - Suministrador de Último Recurso
  - Usuario Calificado Participante del Mercado
- 2) Comercializadores
- 3) Generadores

### Como vendedores

- 1) Generadores
- 2) Entidades Responsables de Carga (con excedentes)
- 3) Comercializadores

Además de las figuras ya establecidas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en estas subastas podrán participar, personas morales no participantes del mercado, ellos solo podrán ofertar comprar a partir del segundo año que abarca la subasta, y se comprometen que en caso de recibir asignación se registraran como participantes del mercado.

Para el caso de la venta de potencia es un requisito indispensable que los vendedores identifiquen las unidades de Central Eléctrica con las que planean honrar sus ofertas, así como el punto de interconexión de la central, la fecha de inicio de operación comercial, la capacidad de potencia que puede producir avalada con un dictamen pericial, y en su caso los compromisos previos existentes para suministrar potencia.

### Cámara de compensación

Para estas subastas también se plantea la existencia de una Cámara de Compensación, la cual actúa como contraparte y administrador de todos los contratos resultados de la asignación de las subastas. Para asegurar que las partes reciban los productos y pagos correspondientes.

Dentro de las actividades principales de la cámara de compensación se tienen las siguientes:

- Será la responsable de las obligaciones financieras diarias derivadas de las TBFin, y del cobro y pago del producto contratado al precio determinado en las subastas.
- Aplicará los parámetros de riesgo aplicables a los Contratos de Cobertura.
- Determinará y administrará las Garantías de Cumplimiento mínimas iniciales.
- Requerirá las garantías adicionales necesarias para administrar el riesgo.

Para las Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin) se utilizarán Precios Marginales Locales (PML) por zona de carga agrupada de Tiempo Real. El CENACE tendrá la obligación de publicar diariamente en su portal electrónico, los PML ponderados del MDA y MTR, de las zonas de carga agrupadas, para cada hora del día. El precio de las Zonas de Carga Agrupadas se basará en los PML de las zonas de carga incluidas en si vector de distribución, ponderados por los elementos de dicho vector.

### Cantidad complementaria

Los productos de energía en las subastas se expresan en términos de un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en un Bloque de Carga, en una Zona de Carga Agrupada específica, en cada hora, esta definición corresponde a la cantidad base. Sin embargo, a esta cantidad base se le puede añadir una cantidad complementaria.

El uso de la cantidad complementaria se especifica en las bases de licitación y al especificarse significa que los cálculos se harán en base a la carga total del sistema interconectado y no a la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos.

La cantidad complementaria se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Cantidad Complementaria} = (L_{SI} - L_{SSB}) * Pof \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

$L_{SI}$	Carga Total del Sistema en una zona de carga agrupada, Bloque de carga, en cada hora.
$L_{SSB}$	Carga Total del Suministrador de Servicios Básicos en una zona de carga agrupada, Bloque de carga, en cada hora.
$Pof$	Es el porcentaje ofertado

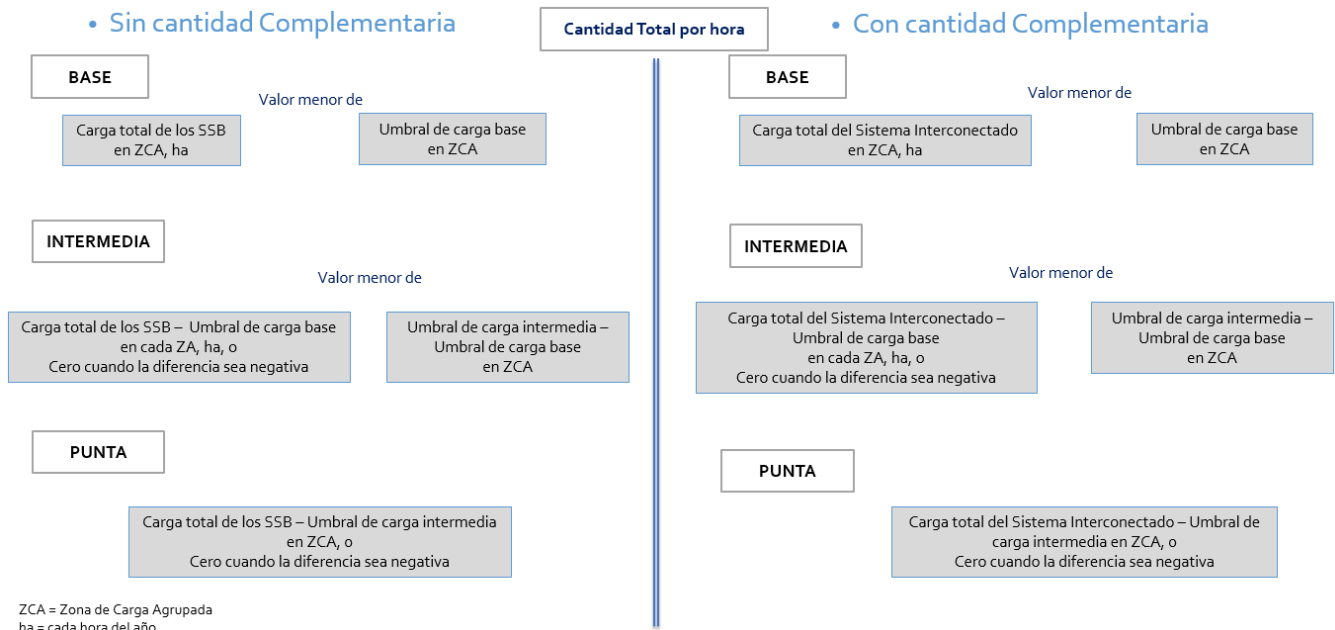
En cualquier caso, el CENACE proporcionará la información necesaria para que los participantes puedan hacer los cálculos necesarios para su presentación de ofertas.

Para la energía, las ofertas se deben hacer por bloque de carga clasificados en base, intermedia y punta. Estos bloques se definen en función de 2 parámetros de referencia umbral de carga base y umbral de carga intermedia.

El umbral de carga base expresado en MW, corresponde al 90% de las horas del año anterior en el que se entrega la energía en la Zona de Carga Agrupada, y el umbral de carga intermedia expresado en MW, corresponde al 10 % de las horas del año anterior en la Zona de Carga Agrupada, en ambos casos menor o igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos. En caso de utilizarse la

cantidad complementaria, los umbrales se calculan en función de la demanda total del Sistema Interconectado en la Zona de Carga Agrupada. [4]

La siguiente figura muestra cómo se elegirán las cantidades de energía incluidas en las subastas por Zona de Carga Agrupada.



**Figura 3.1** Selección de las cantidades para cada umbral de carga  
Fuente: Elaboración propia con datos de [4].

## Tipos de ofertas

Las zonas de potencia son establecidas por el CENACE para cada subasta y notificadas a través de las bases de licitación, y en caso de no establecerse se asignará una zona de potencia por cada sistema interconectado.

A partir de las 108 zonas de cargas, se agruparon y definieron 8 Zonas de Carga Agrupadas para ser utilizadas en las subastas para venta y compra de energía, las cuáles son:

- 1) Bacalar
- 2) Bufadora
- 3) Chapala
- 4) Del Cobre
- 5) Fundidora
- 6) Montebello
- 7) Tepozteco
- 8) Ulloa

Estas zonas de carga agrupadas, junto con sus vectores de distribución son asignadas por el CENACE y podrán ser actualizados por subasta, (se muestran en el Anexo 1). El precio de cada Zona de Carga Agrupada será la sumatoria de los precios de las diferentes zonas que la conforman ponderados por el factor de distribución correspondiente como se muestra en la siguiente fórmula:

$$PML_{v,a} = \sum_{l \in L} PML_{l,a} * pa_v^l \quad (\text{Ec. 2})$$

$$\forall ZA_v \in V, a \in A$$

Donde:

$l$	Índice para el número de zona de carga del mercado de corto plazo, tal que $zm_l \in ZA_v \subset L, l \in IL$
$a$	Es el índice para las horas del año tal que $a \in A$
$v$	Es el índice para las Zona de Carga Agrupadas tal que $ZA_v \in V$
$PML_{v,a}$	Es el Precio Marginal Local Ponderado, en el MDA o MTR, de la Zona de Carga Agrupada $ZA_v$ , para la hora $a$ . Medido en \$/MWh
$PML_{l,a}$	Es el Precio Marginal Local, en el MDA o MTR, de la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_l$ , para la hora $a$ .
$pa_v^l$	Es la ponderación de la Zona de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_l$ dentro de la Zona de Carga Agrupada $ZA_v$
$ZA_v$	Zona de Carga Agrupada $ZA_v$ , que contiene Zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo $zm_l$ , donde $ZA_v = \{zm_1, zm_2, zm_3, \dots, zm_l\}$
$L$	Es el conjunto de zonas de Carga del Mercado de Corto Plazo
$V$	Conjunto de las Zonas de Carga Agrupadas $ZA_i$ , donde $V = \{ZA_1, ZA_2, ZA_3, \dots, ZA_v\}$
$A$	Es el conjunto de horas

A continuación, se describen los datos que deben contener los diferentes tipos de ofertas.

### 1) Ofertas de compra de energía

Ofertas de compra energía	
Producto	Por bloque de carga
	Por Zona de Carga Agrupada
	Por año específico
Porcentaje (%) de carga que desea comprar	
Precio máximo dispuesto a pagar (\$/MWh)	

**Tabla 3.1** Requisitos ofertas de compra de energía  
Fuente: Elaboración propia con datos de [4].

## 2) Ofertas de venta de energía

Ofertas de venta energía	
Producto	Por bloque de carga
	Por Zona de Carga Agrupada
	Por año específico
Número de MWh/h que consideran corresponden al 1% del producto	
Cantidad máxima de energía (MWh/h) en conjunto de sus ofertas	
Precio fijo (\$/MWh)	

**Tabla 3.2** Requisitos ofertas de venta de energía

Fuente: Elaboración propia con datos de [4].

## 3) Ofertas de compra de potencia

Ofertas de compra potencia	
Producto	Por año específico
	Por zona de potencia
Cantidad de potencia en MW-año	
Precio máximo dispuesto a pagar por cada MW-año	

**Tabla 3.3** Requisitos compra de potencia

Fuente: Elaboración propia con datos de [4].

## 4) Ofertas de venta de potencia

Ofertas de venta potencia	
Producto	Por año específico
	Por zona de potencia
Cantidad máxima a vender (MW)	
Precio ofertado (\$/MW-año)	

**Tabla 3.4** Requisitos de venta de potencia

Fuente: Elaboración propia con datos de [4].

Para las ofertas presentadas por el Suministrador de Servicios Básicos, la CRE podrá establecer precios máximos para energía y potencia, a más tardar 10 días hábiles después de la publicación de las bases de licitación.



## Subasta desierta

Cuando en una subasta no se presenten ofertas de compra de potencia o energía que cumplan con los requisitos mínimos en las ofertas, se declara una subasta desierta y se cancelará su celebración.

Los requisitos mínimos son un 2% de la demanda integrada por Sistema Interconectado para las ofertas de compra de potencia aceptadas, y un mínimo del 2% de la carga total de los Suministradores de Servicios Básicos, en todos los bloques de carga y en las zonas de carga agrupadas. [4]

### 3.2 Montos de garantías

Dentro de la participación de las subastas se tienen 2 tipos de garantías, las garantías de seriedad y las garantías de cumplimiento.

Las garantías de seriedad se utilizan para garantizar el cumplimiento de las obligaciones del comprador y vendedor al CENACE, y se liberan total o parcialmente cuando no hayan sido asignadas sus ofertas presentadas, si fueron seleccionadas se liberan una vez que los contratos hayan sido suscritos. Los montos de las garantías de seriedad son los siguientes:

Participante	Sin importar el número de ofertas	MW-año de potencia	Por MWh de energía
Vendedor potencial	100,000 UDIs	100,000 UDIs	75 UDIs
Comprador potencial	N/A	100,000 UDIs	75 UDIs

*Tabla 3.5 Montos garantías de seriedad  
Fuente: Elaboración propia con datos de [4].*

Las garantías de cumplimiento se deben entregar en caso de haber resultado ganadores en las asignaciones, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se asumen en un contrato el comprador al vendedor y el vendedor al comprador. Los montos mínimos para determinar las garantías de cumplimiento son:

Participante	MW-año de potencia	Por MWh de energía contratado por año	
		Con activo físico	Sin activo físico
Vendedor potencial	200,000 UDIs	150 UDIs	300 UDIs
Comprador Potencial	SSB	150 UDIs	
	ERC	100 UDIs	

*Tabla 3.6 Montos garantías de cumplimiento  
Fuente: Elaboración propia con datos de [4].*

Las garantías de cumplimiento correspondientes al producto de potencia se liberarán proporcionalmente cada año, una vez que se acredite la Transacción Bilateral de Potencia.

Para las garantías de cumplimiento de la energía, su liberación será mensualmente conforme el CENACE acredite las Transacciones Bilaterales Financieras correspondientes, de acuerdo con el porcentaje de energía acreditado.

### 3.3 Mecanismos de pago y liquidaciones

El precio por unidad de producto de potencia o de energía que se asigne a cada contrato, será el precio sombra correspondiente al equilibrio de la cantidad vendida y la cantidad comprada de cada producto para cada año. Es decir, cada año tendrá un precio por producto independiente, para cada Zona de Carga Agrupada, y Bloque de Carga para energía, y para cada año y Zona de Potencia para la potencia.

El precio sombra es el resultado de la maximización del excedente económico total, donde la cantidad comprada es igual a la cantidad vendida para cada producto. Los pagos y cobros se realizarán en pesos, los precios de las ofertas de compra y venta de los productos en la subasta serán fijos, y en cada base de licitación se especificará si los pagos están indexados al tipo de cambio o inflación.

Para el producto potencia se realizarán dos pagos, el primero que abarca el 50% del total anual, se deberá cubrir de 5 a 10 días hábiles antes de la realización del Mercado de Balance de Potencia (MBP) y el 50% restante se deberá cubrir de 5 a 10 días hábiles después de la realización del Mercado de Balance de Potencia. Antes de las fechas límites establecidas en el Manual de Mercado para Balance de Potencia, los vendedores y compradores programaran Transacciones Bilaterales de Potencia (TBPot) para transferir los montos correspondientes de potencia entre ellos.

Los montos que cada participante deberá pagar y cobrar por el producto de energía se calcularán diariamente con base en las cantidades calculadas en función de los resultados del MTR. Los vendedores estarán obligados a programar las ofertas de compra en el MDA en nombre de los suministradores y usuarios calificados participante del mercado, por la cantidad de energía que se prevé entregar en términos del contrato.

Cuando los productos de energía de la Subasta sean adquiridos por Generadores o Comercializadores no Suministradores, no se transferirán obligaciones de hacer ofertas de compra en el MDA.

### 3.4 Descripción del modelo de optimización

El problema de optimización se resuelve mediante programación lineal. El precio sombra para cada producto, determina el precio de mercado pagado y recibido para todas las unidades de dicho producto. La función objetivo es la maximización del excedente económico total, sujeto a una serie de restricciones de energía y potencia. [4]

$$\text{Maximizar: } \sum_{p \in P} PW_p * w_p - \sum_{r \in R} PQ_r * q_r + \sum_{m \in M} PY_m * y_m - \sum_{n \in N} PX_n * x_n \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

$m$	Oferta “m” para la compra de Energía.
$n$	Oferta “n” para la venta de Energía.
$p$	Oferta “p” para la compra de Potencia
$r$	Oferta “r” para la venta de Potencia.

$PW_p$	Precio fijo por MW, correspondiente a oferta de compra de Potencia “p” en Zona de Potencia.
$w_p$	Cantidad asignada de Potencia, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de compra “p”.
$PQ_r$	Precio fijo por MW-año de Potencia, de la oferta de venta “r”.
$q_r$	Cantidad asignada de Potencia, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de venta “r”.
$PY_m$	Precio máximo de la oferta de compra “m”, por cada uno por ciento adquirido del bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.
$y_m$	Cantidad asignada de producto de energía, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de compra “m” en bloque de carga y Zona de Carga Agrupada, expresada como un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en el bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondientes.
$PX_n$	Precio fijo por porcentaje de la demanda cubierta del producto de Energía, de la oferta de venta “n” en bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.
$x_n$	Cantidad asignada del producto de energía eléctrica, resultado de la subasta, correspondiente a la oferta de venta “n”, expresada como un porcentaje de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en el bloque de carga y Zona de Carga Agrupada correspondiente.

### Restricciones de energía

- Ningún participante comprará una cantidad de algún producto de energía en el bloque de carga en cualquier Zona de Carga Agrupada, en cada año mayor a la cantidad que ofreció comprar.
- Ningún participante venderá una cantidad de energía en cada bloque de carga y Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender en cada año.
- Ningún participante venderá una cantidad total de energía mayor a la cantidad que ofreció vender en cada año.
- La cantidad comprada de cada producto de energía será igual a la cantidad vendida de cada producto de energía, por Zona de Carga Agrupada y bloque de carga en cada año.

### Restricciones de potencia

- Ningún participante comprará en cualquier zona de potencia, una cantidad mayor a la que ofreció comprar.
- Ningún participante venderá una cantidad de potencia mayor a la que ofreció vender en cada zona de potencia.
- Para zonas anidadas:
  - La potencia de la Zona interior se podrá considerar como parte de la zona exterior para satisfacer la restricción con respecto a las compras.
  - La potencia de la zona interior siempre se considera como parte de la zona interior para satisfacer la restricción con respecto a las ventas.
- En cada zona de potencia, la cantidad de potencia comprada será igual a la cantidad vendida en la zona en cada año.

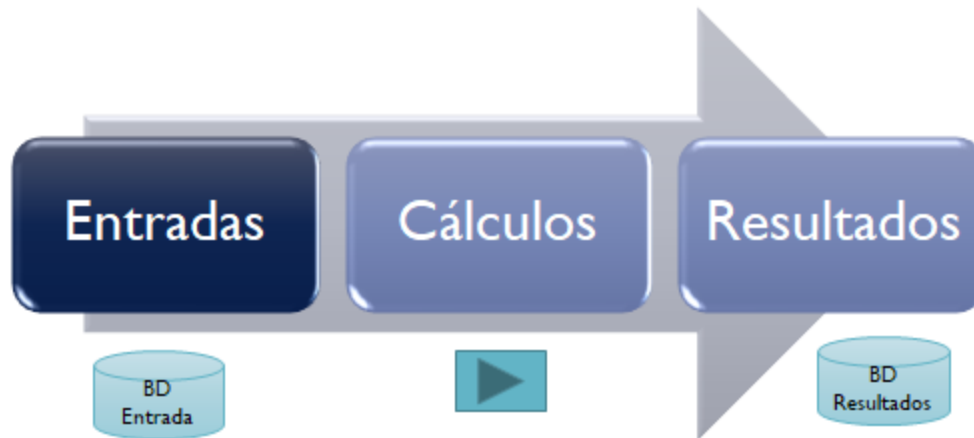
## 4. Ejecución del modelo

Se programó en el lenguaje Visual Basic, un Simulador de Subastas de Mediano Plazo (SMP\_MEM) que dentro de sus funciones realiza lo siguiente:

- Los cálculos para determinar los umbrales de carga por periodo horario para la energía y su presentación de ofertas de compra y venta.
- Lectura de ofertas de compra y venta de energía y potencia.
- La asignación de las subastas con la información de las ofertas participantes de compra y venta.

### 4.1 Funcionamiento general del programa

El programa se encuentra compuesto de 3 partes principales entradas, cálculos y resultados. En las entradas se hacen las lecturas directas a la base de datos que contiene la información de catálogo, datos pre-subasta; una vez que se cuenta con la información de entrada, se realiza la ejecución de los cálculos de los umbrales de carga por periodo horario y Zona de Carga Agrupada, y finalmente todos los resultados se escriben de igual manera en la base de datos.



*Figura 4.1 Proceso funcionamiento SMP\_MEM  
Fuente: Elaboración propia.*

Este mismo proceso se realiza una vez que se tienen los datos de las ofertas de compra y venta asignadas, se leen los datos históricos de los PML en MDA y MTR por Zona de Carga Agrupada, la demanda histórica del Sistema Interconectado o del Suministrador de Servicios Básicos, según se haya estipulado en las Bases de Licitación y se realiza el cálculo de las garantías de seriedad, las asignaciones de las ofertas ganadoras y las garantías de cumplimiento.

## 4.2 Interfaz principal

Al ejecutar el programa se muestra la interfaz principal, la cual cuenta con las secciones:

- Lectura de datos de catálogo
- Cálculo de umbrales por Zona de Carga Agrupada
- Carga de ofertas de energía (compra y venta)
- Carga de ofertas de potencia (compra y venta)
- Cálculo de la asignación
- Revisión gráfica de la asignación
- Comprobación de conexión a base de datos

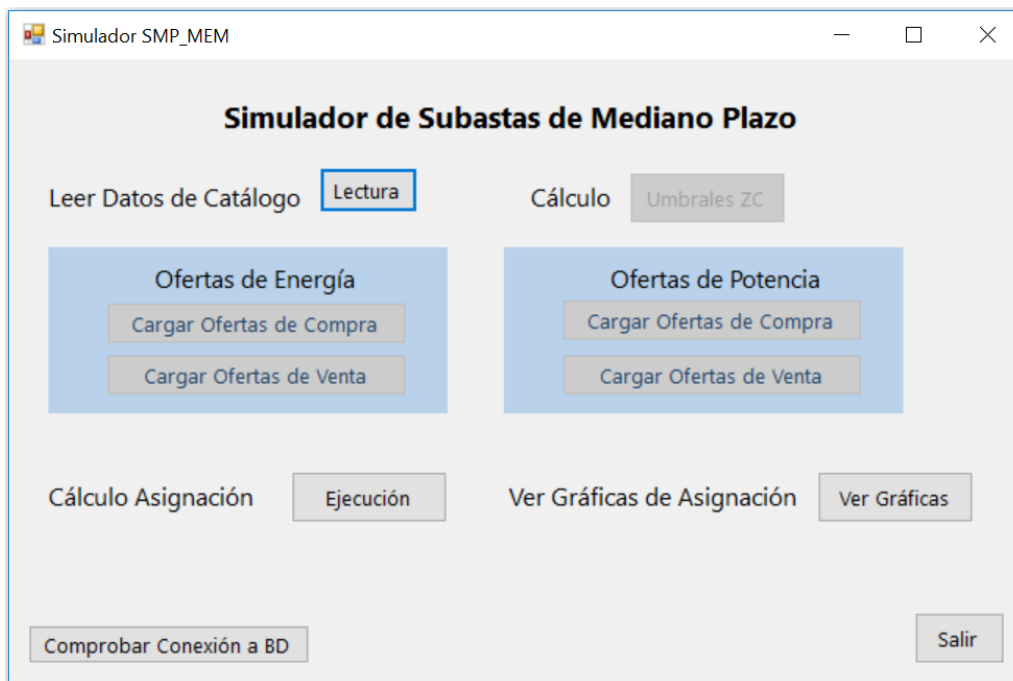


Figura 4.2 Interfaz principal SMP\_MEM

### Lectura de datos de catálogo

En esta sección al dar clic sobre el botón “Lectura” se realiza la lectura de la base de datos de entrada que contiene las tablas con información sobre: las Zonas de Carga Agrupadas, su demanda, las cuotas de las garantías de seriedad y cumplimiento, las zonas de potencia y los porcentajes aplicables para las Zonas de Carga que Forman las Zonas de Carga Agrupadas, al finalizar la lectura se muestra un mensaje (Fig. 4.3) sobre la lectura exitosa y se especifica que tablas se leyeron exitosamente.

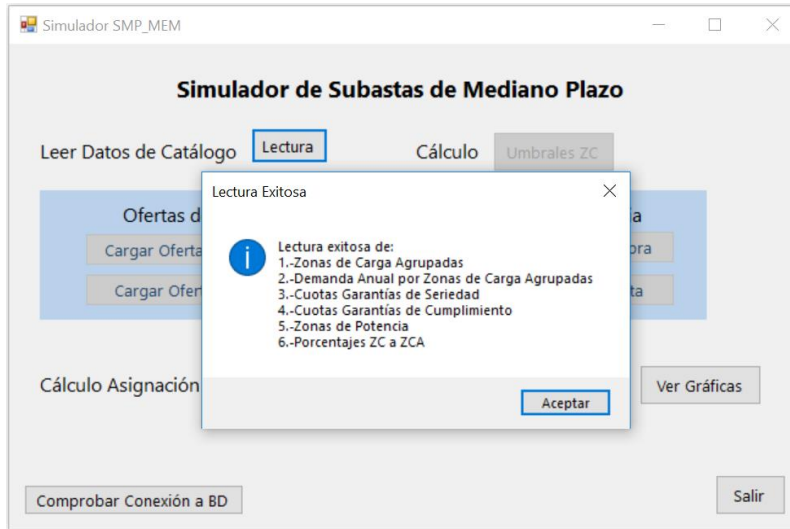


Figura 4.3 SMP\_MEM, lectura de catálogo

### Cálculo de umbrales por Zona de Carga Agrupada

En el cálculo de los umbrales por Zona de Carga Agrupada (ZCA), se da clic sobre el botón “Umbral ZC”, se realiza el cálculo y adicionalmente los resultados obtenidos se escriben en la base de datos de resultados. Se muestra el mensaje de la Figura 4.4, indicando que el cálculo y la escritura se realizaron correctamente.

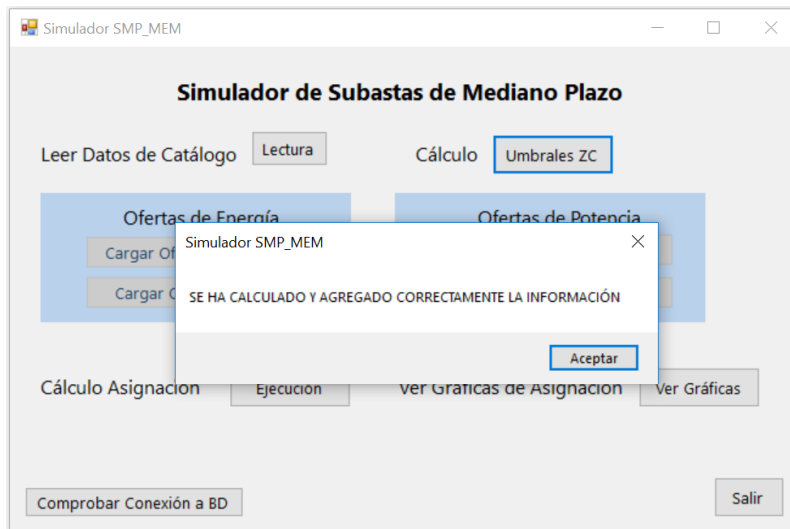


Figura 4.4 SMP\_MEM, cálculo umbrales de carga

### Carga de ofertas de energía y potencia (compra y venta)

En la sección de carga de ofertas, se debe dar clic en cada botón (4 en total) y al término de cada instrucción se muestra un cuadro que indica que la lectura fue exitosa para cada tipo de oferta: energía o potencia, y ofertas de compra o de venta.

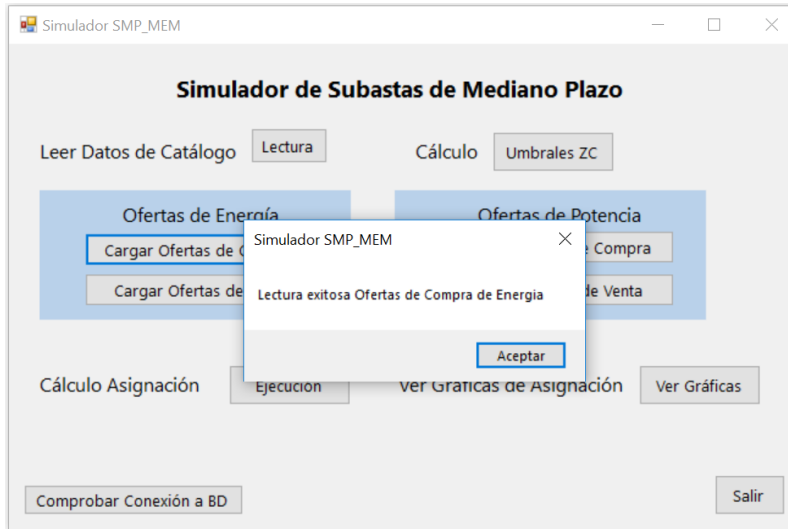


Figura 4.5 SMP\_MEM, carga de ofertas

### Cálculo de la asignación

Una vez que se leyeron las ofertas correctamente se realiza el cálculo de la asignación de energía y potencia para cada uno de los escenarios dando clic en el botón “Ejecución”, se obtienen asignaciones independientes para cada escenario. De igual manera se muestra un mensaje indicando que se agregaron correctamente las asignaciones en la base de datos de resultados.

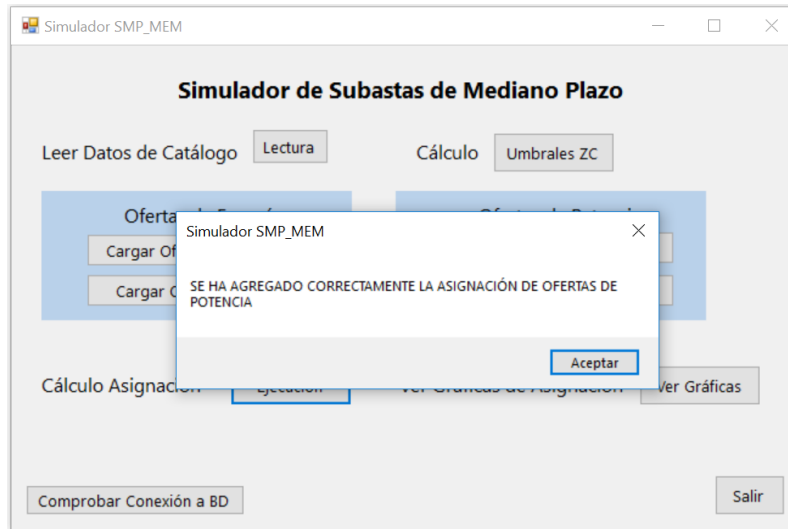


Figura 4.6 SMP\_MEM, cálculo de asignación

### Revisión gráfica de la asignación

Posterior al cálculo de la asignación, se puede dar clic sobre el botón “Ver Gráficas”, que abre una nueva ventana en donde se tiene la opción de elegir cada uno de los escenarios y ver las ofertas presentadas en cada escenario, y en la parte inferior muestra dos tablas una para energía y otra para potencia donde se presenta la información de las ofertas ganadoras que resultaron en asignación.



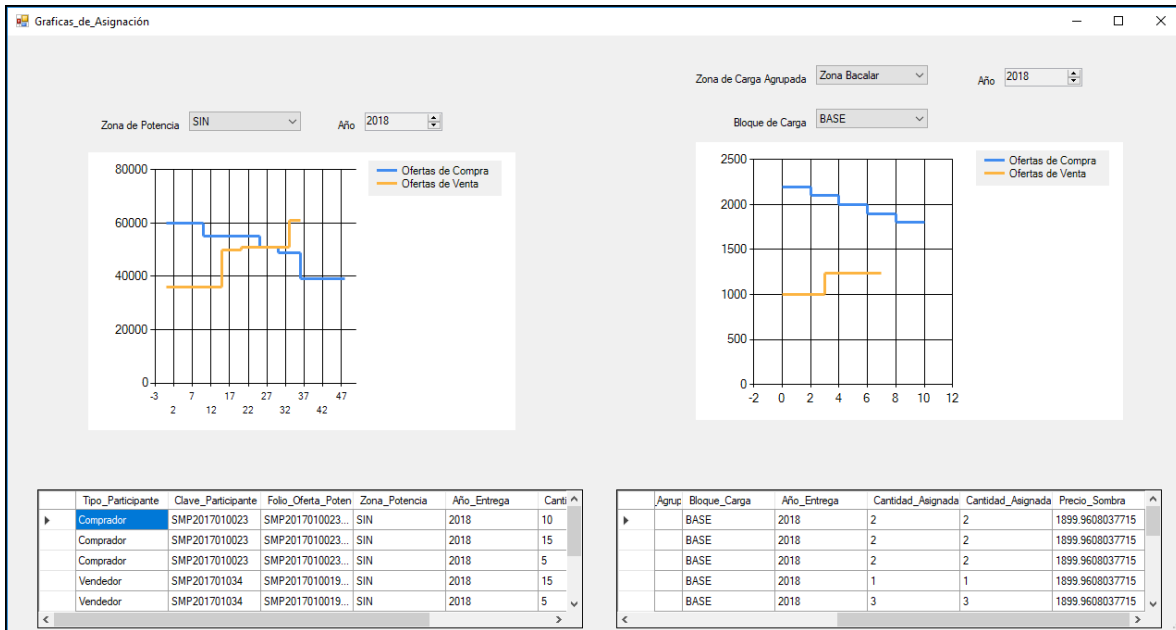


Figura 4.7 SMP\_MEM, gráficas de asignación

### Comprobación de conexión a base de datos

Este botón se puede seleccionar en cualquier momento, y sirve para verificar que se realice de forma exitosa la conexión a base de datos. Al término muestra un mensaje que indica si la conexión fue exitosa o no.

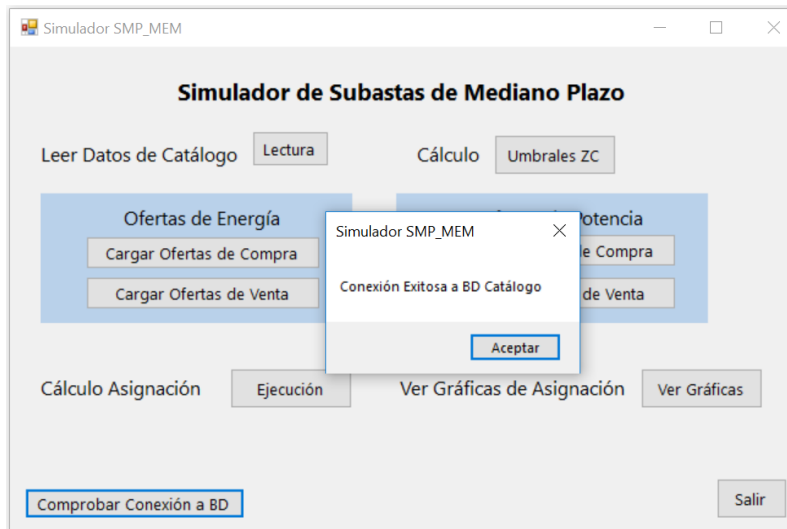


Figura 4.8 SMP\_MEM, comprobación de conexión a base de datos

## 5. Estrategias óptimas de presentación de ofertas

En toda subasta para una óptima participación deben determinarse horarios, magnitudes y condiciones de compraventa, según las necesidades específicas de cada comprador y vendedor. Esto con el fin de establecer las ofertas que se presentarán, en las cuales se debe especificar el precio, producto, ubicación y bloque de carga (para el caso de la energía).

La primera parte para la presentación de ofertas de venta o de compra, es identificar los diferentes escenarios en los cuales se puede ofertar dependiendo de cada producto, ya que la asignación de productos es independiente para cada escenario posible.

Para energía se tienen 8 zonas de carga agrupadas, en cada zona de carga agrupada se tienen 3 bloques de carga y se puede ofertar para 1, 2 o 3 años, lo que nos da un total de 72 escenarios.

$$\text{Escenarios energía} = n \text{ Zonas de Carga Agrupadas} \times n \text{ bloques de carga} \times n \text{ años} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$\begin{aligned} \text{Escenarios energía} &= 8 \text{ Zonas de Carga Agrupadas} \times 3 \text{ bloques de carga} \times 3 \text{ años} \\ \text{Escenarios energía} &= 72 \end{aligned}$$

Para la potencia se tienen 3 zonas de potencia, y se puede ofertar para 1, 2 o 3 años, dando como resultado un total de 9 escenarios para la potencia.

$$\text{Escenarios potencia} = n \text{ zonas de potencia} \times n \text{ años} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\begin{aligned} \text{Escenarios potencia} &= 3 \text{ zonas de potencia} \times 3 \text{ años} \\ \text{Escenarios potencia} &= 9 \end{aligned}$$

Una vez identificados los posibles escenarios en los que se pueden realizar ofertas, se obtienen los Precios Marginales Locales (PML) históricos de cada zona de carga agrupada y los precios netos de potencia de años anteriores, para obtener la primera base de precios a ofertar.

Esto se debe a que teóricamente los precios ofertados tanto de compra como de venta deberían ser muy cercanos al PML de la Zona de Carga Agrupada y al precio neto de potencia del Mercado para Balance de Potencia, sin embargo, estos precios solo servirán como guía de referencia, ya que los vendedores buscarán obtener un

mayor precio y los compradores uno menor, sin embargo, no pueden estar demasiado alejados o no se darán las asignaciones en las subastas. Ya que, si los precios de las ofertas de venta son demasiado elevados y los precios de compra demasiado bajos, nunca se llegará a un punto de equilibrio y no habrá asignación.

## Vendedores

Adicionalmente en el caso de los vendedores, para poder presentar ofertas que sean rentables en caso de salir asignados no podrán ser menores a sus costos de producción es decir la suma de sus costos fijos y sus costos variables propios de su operación. Y en cuanto a las cantidades que oferten deben considerar la cantidad neta de energía que pueden entregar considerando derrateos, mantenimientos y fallas.

Es importante hacer una clasificación sobre los proyectos que son candidatos óptimos en la participación de estas subastas como vendedores.

- ✓ **Nuevos proyectos:** Proyectos ya construidos o próximos a concluir su construcción (no mayores a tres años), que tengan energía o potencia excedente que aún no tengan comprometida.
- ✓ **Centrales eléctricas existentes:** Para centrales eléctricas ya existentes que tiene energía o potencia excedente.
- ✓ **Suministradores y Comercializadores:** La cuales tengan energía o potencia excedente, resultado de sus Contratos de Cobertura libre con otros generadores.

Los proyectos nuevos, que necesiten ser construidos o con tiempo de terminación mayor a tres años quedan fuera del alcance de estas subastas, ya que tiene la limitante de tiempo de inicio de operaciones por los contratos asignados el primero de enero del año siguiente al del inicio de la subasta.

## Beneficios de obtener asignación en las subastas como vendedor

Se obtiene un contrato formal con un participante del mercado o una entidad seria CENACE (en caso de existir cámara de compensación), con duración de 1, 2 o 3 años, el cual es respaldado por garantías de cumplimiento, que los generadores pueden usar como un instrumento financiero frente a los bancos para obtener financiamiento.

## Compradores

Los candidatos de compra ideales son Entidades Responsables de Carga que tengan un gran volumen de consumo a cubrir en el corto plazo, como son los Suministradores de Servicios Básicos o Suministradores de Servicios Calificados con compromisos contractuales para suministrar energía eléctrica, sin embargo, no hay limitación de participación para otros participantes como Comercializadores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado e incluso Generadores, cualquier participante que necesite adquirir energía y evitar la exposición a la volatilidad de los precios del Mercado de Energía de Corto Plazo.

### Beneficios de obtener asignación en las subastas como comprador

- Se obtiene un contrato formal con un participante del mercado o una entidad seria CENACE (en caso de existir cámara de compensación), con duración de 1, 2 o 3 años, el cual es respaldado por garantías de cumplimiento, que asegura cubrir su riesgo ante la volatilidad de precios del Mercado de Corto Plazo, este mismo contrato lo puede utilizar como instrumento que le permita obtener financiamiento.
- Cubrir los requisitos de contratos de cobertura que el participante debe asegurar según lo establecido por la CRE.

## Potencia

Para el caso de la potencia lo ideal es observar los diferentes precios obtenidos en el Mercado para Balance Potencia en años anteriores, así como también analizar las condiciones actuales del mercado en cada Zona de Potencia, para poder realizar una predicción del comportamiento del cierre más próximo del Mercado para el Balance de Potencia.

En la Tabla 5.1 se presentan los resultados de los precios netos de potencia obtenidos a la fecha, para poder comparar su evolución a lo largo de lo que va del Mercado para Balance de Potencia.

Como se puede observar, los Precios Netos de Potencia han disminuido notablemente para las Zonas de Potencia de los Sistemas SIN y BCA, esto derivado a que las Entidades Responsables de Carga obligadas a cumplir con esta obligación de potencia para los centros de carga que representan, ya han realizado Contratos de Cobertura de potencia, que quedan fuera para la consideración de este precio, haciendo que ocurra este decremento.

Por el contrario, en la Zona de Potencia del Sistema BCS el Precio Neto de Potencia incrementó de manera considerable con más de 120%, esto debido principalmente a la falta de nueva capacidad instalada para este Sistema.

Año de operación	Año de liquidación	Sistema	Precio neto de potencia (\$/MW-año)
2016	2017	SIN	1,207,324.43
		BCA	2,507,456.35
		BCS	1,240,145.66
2017	2018	SIN	709,625.12
		BCA	594,112.23
		BCS	2,754,685.14

*Tabla 5.1 Precios netos de potencia históricos*

En la siguiente Tabla 5.2, se observan las diferencias presentadas en los precios del año de liquidación 2017 con respecto al año 2018, donde claramente se observa la disminución de precios del 41.2% para el SIN, el 76.3% para BCA y el aumento del 122.1% para el BCS, con esta información y el seguimiento de la entrada de nuevas centrales eléctricas para cada sistema se pueden tomar estos precios como referencia y adicionalmente reducir en el caso de que se cuente con nueva generación instalada o aumentar ligeramente en relación al aumento anual de la demanda para los casos donde no se cuente con nueva generación instalada.

Sistema	Diferencia (\$/MW-año)	Diferencia %
SIN	-497,699.31	-41.2%
BCA	-1,913,344.13	-76.3%
BCS	1,514,539.48	122.1%

*Tabla 5.2 Comparación del aumento/disminución del MBP*

## Energía

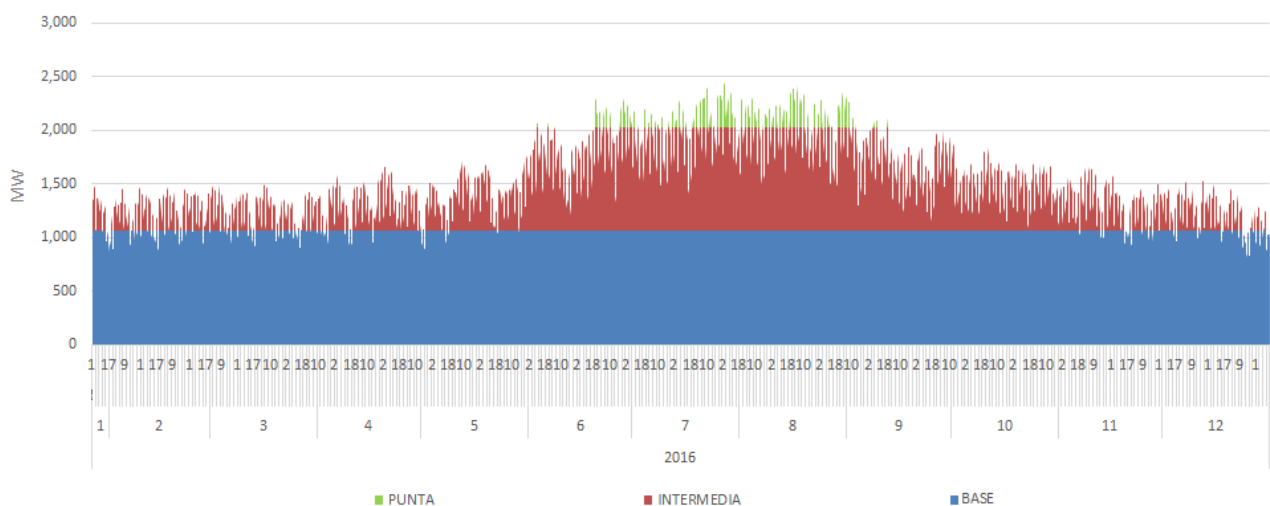
En cuanto a la energía, para ilustrar mejor el procedimiento para establecer los precios por Zona de Carga Agrupada, se seleccionó la Zona de Carga Agrupada (ZCA) Bufadora, por ser una de las Zonas de Carga Agrupadas donde si coincidieron ofertas de compra y venta para el mismo año y bloque de carga. Esta zona se encuentra en el Sistema Interconectado Baja California, y se compone de las cuatro zonas de carga existentes en el Sistema (Ensenada, Mexicali, San Luis y Tijuana). Sin embargo, este mismo procedimiento es aplicable para todas las Zonas de Carga Agrupadas.

El primer paso es analizar la demanda histórica de la ZCA para conocer cuando se deberá entregar la energía de acuerdo con el bloque de carga.

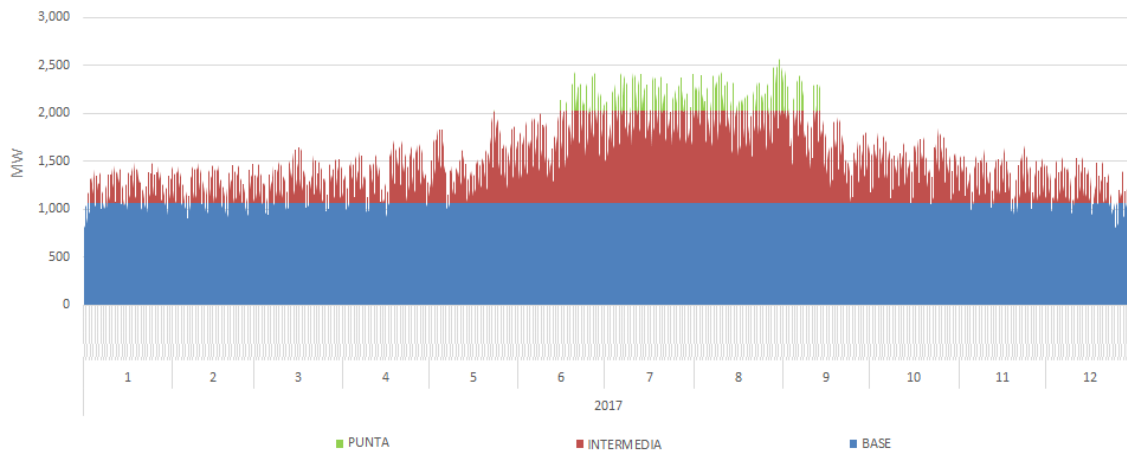
A los umbrales de Carga Base e Intermedio en MW de la Zona de Carga Agrupada Bufadora, determinados con la metodología ejemplificada en la Figura 5.1 (Selección de las Cantidades para cada umbral de carga), se le aplica los porcentajes correspondientes, y se obtienen los siguientes resultados:

- ✓ Umbral de Carga Base = 1,060.99 MWh y corresponde a las 8,784 horas del año 2016 (366X24), es decir que en todas las horas del año cuando la demanda sea menor o igual a 1,060.99 MWh se considera un bloque de carga base en el cual se debe comprar y vender energía, multiplicando el valor de la demanda por el porcentaje de energía ofertado.
- ✓ Umbral de Carga Intermedio = 2,031.98 MWh y corresponde al 90% de las horas del año 2016 (7905 horas), es decir que en todas las horas del año cuando la demanda sea mayor a 1,060.99 MWh pero menor o igual a 2,031.98 MWh se considera que se encuentra en el bloque de carga intermedia, en el cual se debe comprar o vender energía, multiplicando al valor de la demanda correspondiente a este bloque por el porcentaje de energía ofertado.
- ✓ El resto de las horas del año que corresponde al 10% del año 2016 (878 horas) corresponde a valores de la demanda mayores a 2,031.98 MWh, se consideran que se encuentran en el bloque de carga punta, donde se debe comprar o vender energía, multiplicando el valor correspondiente a este bloque por el porcentaje de energía ofertado.

Al aplicar los Umbrales de Carga se obtiene la clasificación de cuanta energía corresponde a cada bloque de carga.



**Figura 5.1** Curva de demanda, con clasificación de bloque de carga para la ZCA Bufadora en el año 2016



**Figura 5.2** Curva de la demanda, con clasificación de bloque de carga para la ZCA Bufadora en el año 2017

Observando las dos gráficas anteriores (figura 5.1 y 5.2) del año 2016 y 2017, se llegó a las siguientes conclusiones:

- Si se realiza una oferta de compra o venta de energía en el bloque de carga base se deberá cumplir con ese compromiso de compra o venta en todas las horas del año.
- Cuando se presenten ofertas para el bloque de carga intermedio de los meses de junio a septiembre se deberá cumplir con el compromiso en todas las horas del día, el resto de los meses del año por lo regular de lunes a sábado no se presenta este bloque de la 1 a las 6 horas del día, y en domingos de la 1 a las 10 horas, el resto de las horas de igual manera se debe cumplir con el compromiso de compra y venta de energía para el bloque de carga intermedio.
- Si se hace una oferta de compra o de venta de energía en el bloque de carga punta, se deberá de cumplir ese compromiso de compra o venta solamente en los meses de junio, julio, agosto y septiembre, es decir los meses de mayor demanda en el sistema donde se tienen demandas mayores a 2,031.98 MW.

Como se mostró en la sección de datos generales de las Subastas de Mediano Plazo, las ofertas de energía se presentan además del año, por Zona de Carga Agrupada y por bloque de carga, por lo que un primer paso muy importante para poder determinar el precio que se quiere ofertar es calcular como ha sido el comportamiento a lo largo del tiempo de los precios en cada bloque de carga, se continua con el ejemplo de la Zona de Carga Agrupada Bufadora.

Para realizar este análisis se requieren llevar a cabo los siguientes pasos:

- 1) Tener la demanda histórica de la Zona de Carga Agrupada.
- 2) Conocer las cantidades Base e Intermedias para poder clasificar que horas pertenecen a ese grupo en base a la demanda.
- 3) Clasificar los precios en bloque de carga para obtener los límites mínimos y máximos, así como su promedio.

A partir de la demanda de la Zona de Carga Agrupada por hora del año 2016 y 2017, se hizo la clasificación por bloque de carga horario, en base a esa clasificación se calcularon los Precios Promedio Ponderados por Zona de Carga Agrupada, y se obtuvieron los mínimos, máximos y promedios de cada mes, en la siguiente Tabla 5.3 se observan los resultados para el Mercado de Día en Adelanto (MDA).

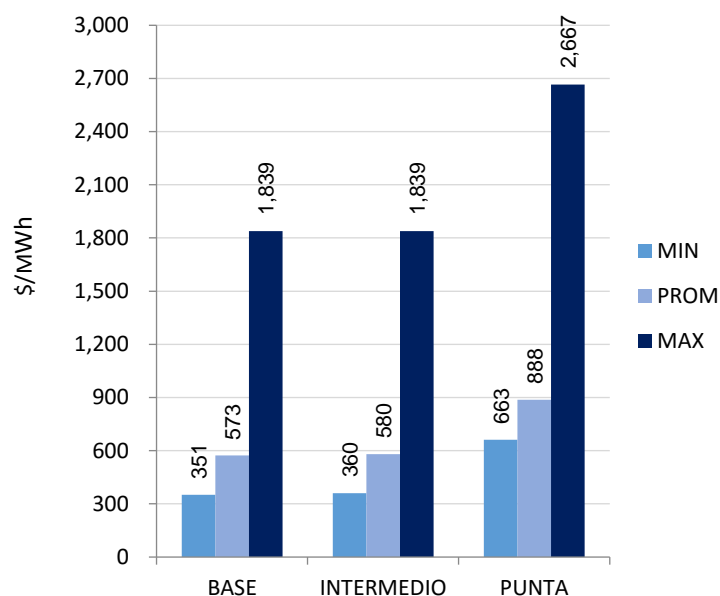
Año	Mes	Base (\$/MWh)			Intermedia (\$/MWh)			Punta (\$/MWh)		
		Mín	Prom	Máy	Mín	Prom	Máy	Mín	Prom	Máy
2016	ENE	322	409	643	322	400	643			
	FEB	316	365	678	316	368	678			
	MAR	303	345	627	305	349	627			
	ABR	304	340	814	304	343	814			
	MAY	295	370	608	295	374	608			
	JUN	314	672	881	314	672	881	716	808	881
	JUL	421	805	990	421	805	990	727	914	990
	AGO	419	814	3,596	419	814	3,596	771	963	3,596
	SEP	436	670	985	436	670	985	781	887	944
	OCT	429	657	1,391	429	657	1,391			
	NOV	328	544	1,475	328	553	1,475			
	DIC	316	657	1,239	524	689	1,239			
2017	ENE	541	691	1,178	541	715	1,178			
	FEB	377	475	866	377	486	866			
	MAR	374	494	793	374	500	793			
	ABR	435	535	929	435	541	929			
	MAY	461	550	5,644	461	553	5,644	773	790	824
	JUN	427	647	1,128	427	647	1,128	661	822	1,128
	JUL	414	684	5,546	414	684	5,546	532	797	5,546
	AGO	417	797	5,568	417	797	5,568	507	1,007	5,568
	SEP	404	606	4,521	404	606	4,521	495	1,001	4,521
	OCT	388	639	1,717	388	640	1,717			
	NOV	97	524	1,199	97	556	1,199			
	DIC	-118	452	1,124	-118	499	1,110			

**Tabla 5.3** Precios promedio ponderados de la ZCA Bufadora en el MDA de los años 2016 y 2017

Con los resultados obtenidos de los cálculos anteriores se realizaron promedios por bloque de carga de tal manera que se obtuvo un valor promedio para el bloque de carga base para los mínimos, máximos y promedios, se realizó el mismo procedimiento para el resto de los bloques de carga, para tener un conjunto de



valores más pequeños sobre el cual definir los valores de referencia para los precios que se presentaran en las ofertas de compra o venta.



*Figura 5.3 Precios mínimos, promedios y máximos en MDA de la ZCA Bufadora*

Tal como se muestra en la Figura 5.3, los bloques de carga base e intermedio tienen precios muy parecidos para los mínimos, máximos y promedios con variaciones mínimas, aunque el bloque de carga base es ligeramente más barato, caso contrario en el bloque de carga punta, el cual al estar representado por horas de máxima demanda siempre tenderá a presentar los precios más elevados de todo el año.

El procedimiento antes descrito se realiza de igual forma para los precios del Mercado de Tiempo Real, ya que el vendedor tendrá que realizar ofertas de compra por el comprador en caso de que sea un Suministrador, por lo cual el vendedor tiene que considerar los precios de ambos mercados, de Día en Adelanto y de Tiempo Real.

En la Tabla 5.4 se presentan los resultados obtenidos para el año 2017 (este mercado comenzó en enero del 2017), de los precios del Mercado de Tiempo Real, en el cual se calcula de igual manera un mínimo, promedio y máximo para cada mes, y posteriormente se realiza un promedio para obtener un valor concentrado de todos los meses, como se muestra en la Figura 5.4.

Año	Mes	Base (\$/MWh)			Intermedia (\$/MWh)			Punta (\$/MWh)		
		Mín	Prom	Máx	Mín	Prom	Máx	Mín	Prom	Máx
2017	ENE	556	638	1,132	556	653	1,132			
	FEB	376	484	723	376	494	723			
	MAR	371	482	844	371	487	844			
	ABR	442	513	906	442	517	906			
	MAY	455	580	1,787	455	582	1,787	862	913	1,026
	JUN	431	639	1,098	431	639	1,098	500	754	1,048
	JUL	437	656	1,551	437	656	1,551	493	739	1,551
	AGO	421	741	4,940	421	741	4,940	492	891	4,940
	SEP	402	581	1,741	402	581	1,741	482	870	1,741
	OCT	395	666	1,963	395	666	1,963			
	NOV	407	580	1,017	407	592	1,017			
	DIC	405	502	1,090	406	516	1,090			

Tabla 5.4 Precios promedio ponderados de la ZCA Bufadora en el MTR para el año 2017

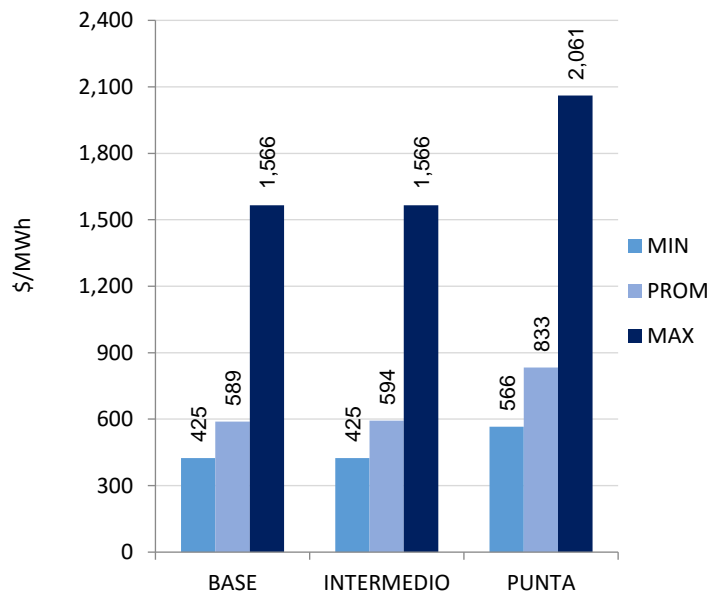


Figura 5.4 Precios mínimos, promedios y máximos en MTR de la ZCA Bufadora

En la Figura 5.4 podemos observar nuevamente que los precios de los periodos Base e Intermedio son muy parecidos entre sí y el periodo punta es más alto. Y en comparación con los precios obtenidos del MDA en la Figura 5.3, el MTR tiene valores mínimos y promedios más altos que el MDA, pero en cuanto a los valores máximos el MTR presenta valores más bajos que el MDA. Con la información obtenida se recomienda cubrirse en un rango de precios entre el promedio y máximo del bloque de carga correspondiente al que se quiera ofertar.

## 6. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en la 1ª Subasta de Mediano Plazo 2017, verificada con el simulador SMP\_MEM con el cual se obtuvieron los mismos resultados. También se simula un caso para la energía en donde las ofertas de venta se hubieran asignado con las ofertas de compra en la Zona de Carga Agrupada de ejemplo Bufadora, adicionalmente se calculan las garantías de seriedad y cumplimiento, y finalmente se simulan los flujos de dinero que se hubieran generado para el año 2018, si las ofertas de venta y compra hubieran sido asignadas en la 1ª Subasta de Mediano Plazo 2017.

### Resultados de la 1ª Subasta de Mediano Plazo 2017

Una vez terminado el Simulador de Subastas de Mediano Plazo, se cargaron los mismos datos de entrada utilizados en la primera subasta, y se obtuvieron los mismos resultados publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado (SIM). Los resultados de las asignaciones de las ofertas de compra y venta fueron: una asignación de potencia para el año 2018 en la Zona de Potencia SIN, y cero asignaciones de energía para las Zonas de Carga Agrupadas; con lo que se pudo corroborar que el simulador funciona correctamente.

### Análisis de los resultados sobre sus ofertas de compra de energía y potencia

#### ■ Energía

De las ofertas de venta de energía presentadas, se aceptaron un total de 3 ofertas válidas que presentaron ofertas económicas, en contraparte se presentaron 41 ofertas de compra, en el Tabla 6.1 se presenta la totalidad de ofertas que coincidieron en el mismo escenario de Zona de Carga de Agrupada, bloque de carga y año, la letra “V” indica que se presentaron una o más ofertas de venta para ese escenario, la letra “C” indica que se presentaron una o más ofertas de compra correspondientes a ese escenario en particular.

Energía		Bacalar	Bufadora	Chapala	Del cobre	Fundidora	Montebello	Tepozteco	Ulloa
2018	BASE		V C		C	C		C	
	INTERMEDIA		C			V C		V C	
	PUNTA	C	C			C		C	
2019	BASE								
	INTERMEDIA					C		C	
	PUNTA					C		C	
2020	BASE								
	INTERMEDIA								
	PUNTA								

Tabla 6.1 Resultados asignaciones de energía SMP 2017

Como se puede observar de la Tabla 6.1, los vendedores no ofertaron más allá del año 2018, y los compradores solo llegaron a ofertar hasta el año 2019, dejando fuera tanto para las ofertas de compra y de venta el año 2020.

Los tres escenarios posibles de resultar en una asignación fueron en el año 2018, para el bloque de carga base en la ZCA Bufadora, y para el bloque de carga intermedia para las ZCA Fundidora y Tepozteco, en los tres casos los precios de las ofertas de venta fueron más elevados que los precios de las ofertas de compra, de tal manera que no se llegó a una convergencia.

### ■ Potencia

En cuanto a la potencia, las ofertas de venta de potencia quedaron de igual manera 3 ofertas válidas que presentaron ofertas económicas, y por parte de las ofertas de compra se presentaron un total de 10 ofertas, en la Tabla 6.2 se presentan las ofertas que coincidieron en el mismo escenario de Zona de Potencia y año, donde la letra “V” indica una o más ofertas de venta presentadas para ese escenario en específico y la letra “C” indica una o más ofertas de compra presentadas para ese escenario.

Potencia	SIN		BCA		BCS	
2018	V	C	V	C		C
2019		C		C		
2020						

*Tabla 6.2 Resultados asignaciones de potencia SMP 2017*

De esta tabla se concluye que de igual manera que para el producto de potencia, los vendedores no realizaron ofertas más allá del año 2018, y los compradores solo llegaron a ofertar hasta el año 2019. Quedando sin ofertas para el año 2020 tanto del lado de los vendedores como de los compradores.

A diferencia del producto energía, para la potencia si resultó una asignación en el año 2018, para la Zona de Potencia SIN, por una cantidad de 50 MW-año, con un precio de equilibrio de \$746,072.0019, que comparado con los precios obtenidos en el Mercado para Balance de Potencia 2018 es ligeramente mayor (\$709,625.12 MW-año).

### Cuotas de participación

Tal como se menciona en el Manual de Subastas de Mediano plazo, cualquier participante debe pagar una cuota de inscripción de 5,000 UDIs, una evaluación de solicitud de precalificación de ofertas de venta por 50,000 UDIs si es vendedor, o una evaluación de solicitud de registro como comprador potencial de 5,000 UDIs.

Concepto	UDI	Pesos (\$)
Cuota de inscripción	5,000	28,888
Evaluación de solicitud de precalificación de Ofertas de Venta	50,000	288,879
Evaluación de solicitud de registro como Comprador Potencial	50,000	288,879

\* Considerando un tipo de cambio de 1 UDI = \$ 5.761718 pesos

**Tabla 6.3** Cuotas iniciales de participación

### Garantías de seriedad y de cumplimiento

En esta sección se calculan los montos correspondientes a las garantías de seriedad que deben presentar el comprador y vendedor, para el producto de potencia que resultó asignado y para el producto de energía que hubiera resultado asignado en el ejemplo de la Zona de Carga Bufadora, en el bloque de carga base con una oferta de compra y venta del 2%.

Los Suministradores de Servicios Básicos están exentos de presentar las garantías de seriedad.

Para este cálculo de las garantías de seriedad por energía se utilizaron los montos establecidos en las bases de licitación finales de (50 UDIs por MWh de energía) en lugar de los establecido en el Manual de Subastas de Mediano Plazo (75 UDIs por MWh de energía).

Participante	Sin importar el número de ofertas	MW-año de potencia	Por MWh de Energía
Vendedor potencial	100,000 UDIs	100,000 UDIs	50 UDIs
Comprador potencial	N/A	100,000 UDIs	50 UDIs

**Tabla 6.4** Montos de las garantías de seriedad

En las siguientes Tablas 6.5 y 6.6 se muestran los resultados para los datos reales para potencia y los datos supuestos del ejemplo para energía, considerando un tipo de cambio de 1 UDI = \$ 5.761718 pesos, para obtener los montos en pesos.

Participante	MW-año de potencia por oferta	Zona de potencia	MW-año de potencia por oferta en UDIs	Sin importar el número de ofertas UDIs	Monto mínimo en UDIs	Monto mínimo en pesos (\$)
Vendedor potencial	50	SIN	100,000	100,000	5,100,000	29,384,762
Comprador potencial	50	SIN	100,000	N/A	5,000,000	28,808,590

**Tabla 6.5** Garantías de seriedad por potencia

Participante	No. de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado por zona de carga y bloque de carga	Cantidad de producto en %	UDIs por MWh	Horas del bloque de carga por año	Sin importar el número de ofertas UDIs	Monto mínimo en UDIs	Monto mínimo en pesos (\$)
Vendedor potencial	10.537	2	50	8,784	100,000	9,355,701	53,904,910
Comprador potencial	10.537	2	50	8,784	N/A	9,255,701	53,328,738

*Tabla 6.6 Garantías de seriedad por energía*

De igual manera se calculan las garantías de cumplimiento para los mismos escenarios, para el cálculo de las garantías de cumplimiento por energía se utilizaron los montos establecidos en la última versión del Manual de Subastas de Mediano Plazo (100 UDIs por MWh de energía para compradores distintos al SSB) en lugar de los establecido en la primera versión del Manual de Subastas de Mediano Plazo (300 UDIs por MWh de energía para compradores distintos al SSB).

Participante	MW-año de potencia	Por MWh de energía contratado por año	
		Con activo físico	Sin activo físico
Vendedor potencial	200,000 UDIs	150 UDIs	300 UDIs
Comprador potencial	SSB	200,000 UDIs	150 UDIs
	≠ SSB	200,000 UDIs	100 UDIs

*Tabla 6.7 Montos de las garantías de cumplimiento*

En las siguientes Tablas 6.8 y 6.9 se muestran los resultados para los datos reales para potencia y supuestos para energía, considerando un tipo de cambio de 1 UDI = \$ 5.761718 pesos, para obtener los montos en pesos.

Participante	MW-año de potencia por oferta	Zona de potencia	MW-año de potencia por oferta en UDIs	Monto mínimo en UDIs	Monto mínimo en pesos (\$)
Vendedor	50	SIN	200,000	10,000,000	57,617,180
Comprador	50	SIN	200,000	10,000,000	57,617,180

*Tabla 6.8 Garantías de cumplimiento por potencia*

Participante	Bloque de carga	Cantidad de producto asignado en la Zona de Carga Agrupada (% de la carga total del SI en ZCA)	El 1% del valor estimado del consumo total anual del sistema interconectado en el bloque de carga (expresado en MWh)	UDIs por cada MWh de producto de energía	Monto mínimo de garantía de cumplimiento por producto de energía contratados en la ZCA	
					UDIs	Pesos
Vendedor	Base	2	115,762	150	34,728,613	200,096,474
Comprador SSB	Base	2	115,762	150	34,728,613	200,096,474
Comprador ≠ SSB	Base	2	115,762	100	23,152,409	133,397,649

*Tabla 6.9 Garantías de cumplimiento por energía*

### Flujo de efectivo por energía

A continuación, se presenta el flujo de efectivo entendiéndose como los ingresos y egresos necesarios para soportar las transacciones operativas de compra y venta de energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP), sin IVA.

Como se ha venido considerando para todos los ejemplos, se tomó la Zona de Carga Agrupada Bufadora, simulando cuál hubiera sido el flujo de efectivo tanto para el comprador y vendedor si hubieran salido asignados en la Subasta de Mediano Plazo para el producto energía, para tal supuesto se tomaron las ofertas originales hechas para el año 2018, para el bloque de carga base, y se consideró que los compradores elevaron sus precios, es decir el comprador subió el precio de su oferta de compra de tal forma que resultó un precio sombra igual al establecido en la oferta del vendedor de 684.9225 \$/MWh.

Se realizaron dos ejercicios para analizar las diferentes modalidades, en el caso 1 el comprador es una Entidad Responsable de Carga (ERC), y el vendedor está obligado a presentar las ofertas de compra en el MDA por la transacción bilateral resultante de la asignación de su oferta de venta, y en el caso 2 donde el comprador asignado es un Comercializador no Suministrador por lo tanto el vendedor no está obligado a presentar las ofertas de compra en el MDA como resultado de la asignación.

A continuación, se presentan las consideraciones generales de base para el cálculo de los ejercicios.

- ✓ **Periodo de cálculo:** Para el cálculo de este ejercicio se consideraron como datos históricos los años 2016 y 2017, y el año 2018 es el año en el cual se hace el cálculo del flujo de efectivo.

- ✓ **Precio promedio ponderado:** Se obtuvieron los precios publicados en el área pública del Sistema de Información del Mercado (SIM) para la Zona de Carga Agrupada Bufadora.
- ✓ **Precio Marginal Local:** Para poder completar el cálculo del generador en cuanto a su venta, se escogió el NodoP 07CPT-230 Cerro Prieto Tres, el cual se encuentra en el municipio de Mexicali, de igual manera se tomaron los datos publicados en el SIM.
- ✓ **Demanda del sistema:** Ya que las bases de licitación establecieron el uso de la cantidad complementaria, se considera la demanda del Sistema Interconectado en la ZCA, de igual manera se utilizó la información publicada en el Sistema de Información del Mercado (SIM).
- ✓ **Pronóstico de demanda para el MDA:** Para el pronóstico de la demanda que se ocupa para las ofertas de compra en el MDA, se obtuvo el promedio de para cada día y cada hora, de utilizar el mismo día y la misma hora de los años 2016 y 2017.
- ✓ **Generación en MDA y MTR:** Se considera que la oferta de venta del generador siempre es aceptada tanto para el Mercado de Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real (entrega justo lo que ofertó en el MDA que corresponde a la subasta).

### **Condiciones caso 1: El Comprador es un Suministrador de Servicios Básicos**

Consideraciones específicas del ejercicio 1: Para el caso del análisis se supone una cantidad de venta ofertada, igual a la cantidad pronosticada que deberá comprar como carga en el MDA, que corresponde al porcentaje de su oferta asignada en la Subasta de Mediano Plazo, a pesar de que por lo general el vendedor ofertará para venta una cantidad mayor que solo lo considerado asignado en la subasta, para este análisis solo es de interés la generación del vendedor que es destinada para cumplir sus obligaciones resultado de la asignación de la subasta.

Se sacan dos corridas de flujo de efectivo, para tener la base de comparación, una con todas las transacciones que conlleva la participación en la subasta, y otra vendiendo o comprando la misma cantidad de energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Los resultados sobre el flujo de efectivo por mes se muestran en la Tabla 6.10 para el Vendedor y en la Tabla 6.11 para el Comprador (Suministrador), acompañados con sus respectivas gráficas de comparación Figura 6.1 para el vendedor y Figura 6.2 para el comprador.



Mes	Venta de energía en el Mercado de Corto Plazo	Venta de energía con la Subasta de Mediano Plazo
ENE	7,503,603	10,377,440
FEB	5,441,599	9,471,411
MAR	4,958,319	10,534,895
ABR	4,997,378	10,280,403
MAY	5,993,075	10,693,120
JUN	9,795,099	10,416,667
JUL	39,109,693	10,897,129
AGO	47,822,873	9,235,586
SEP	12,983,111	10,467,104
OCT	7,910,844	10,611,159
NOV	8,436,282	9,986,006
DIC	10,640,463	10,382,184
<b>TOTAL</b>	<b>165,592,338</b>	<b>123,353,106</b>

Tabla 6.10 Flujo de efectivo mensual vendedor caso 1

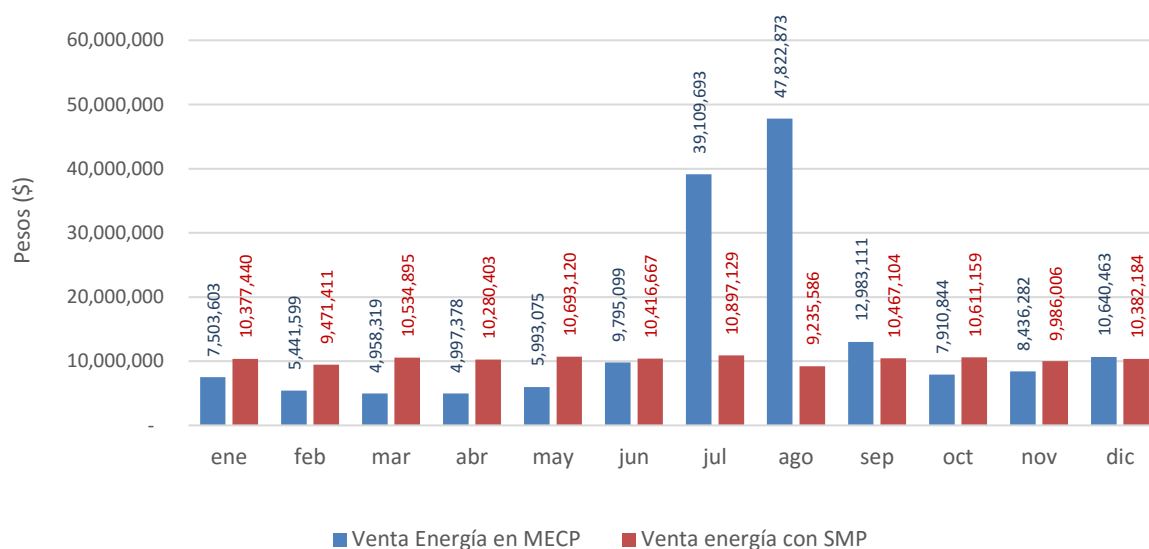


Figura 6.1 Comparación flujo de efectivo mensual vendedor caso 1

Como resultado de esta corrida de flujo de efectivo, es evidente llegar a las mismas conclusiones aplicadas para el lado del Vendedor y del Comprador, el primer semestre del año los precios de la energía se mantienen relativamente estables en el tiempo dado que hasta junio la demanda del sistema es baja y de la misma manera esta demanda se ve reflejada en los precios, sin embargo, en el segundo semestre del año, en los meses de julio y agosto la demanda del sistema se incrementa y con ella los precios de la energía, aunque este incremento de los precios con máximos históricos se debe principalmente a las importaciones de energía las cuales a diferencia de los generadores que presentan ofertas basados

en costos, son libres de colocar cualquier precio que ellos determinen solo limitados por los precios tope establecidos mensualmente por la CRE, y esos precios topes en el momento en que fueron aplicados estaban en los límites de los de los \$10,000 \$/MWh razón por la cual vemos esos precios tan elevados respecto a lo precios máximos de los años 2016 de 3,596 \$/MWh y 5,568 \$/MWh para el 2017.

El vendedor hasta el primer semestre del año, tiene mayores ingresos por la energía vendida por medio de la subasta que la vendida en el Mercado de Corto Plazo, ya que el precio es mayor a la media, sin embargo, a partir de que comienzan a aparecer los precios topes elevados de las ofertas de importación en julio, agosto y septiembre, ya no resulta igual de atractivo vender a un precio fijo, y por el contrario obtienen mayores ingresos en la venta directa en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Y tenemos el caso contrario para el comprador (Suministrador), para el cual el primer semestre del año paga un poco más por todos los movimientos involucrados en la participación de las subastas, y en el segundo semestre del año, en los meses de julio, agosto y septiembre ocurre lo contrario y en una escala mayor lo que hubiera pagado por en el Mercado de Corto Plazo por esos disparos de precios. En los cuales, en tres meses, se compensa todo y es muy evidente con una diferencia de 42 millones que le conviene tener la certeza de un precio fijo a estar expuesto a la volatilidad de los precios del Mercado de Energía de Corto Plazo.

Mes	Compra de energía en el Mercado de Corto Plazo	Compra de energía con la Subasta de Mediano Plazo
ENE	7,791,536	10,665,374
FEB	5,651,685	9,681,498
MAR	5,146,825	10,723,401
ABR	5,156,776	10,439,801
MAY	6,112,835	10,812,880
JUN	9,842,879	10,464,448
JUL	39,025,826	10,813,263
AGO	49,400,550	10,813,263
SEP	12,980,455	10,464,448
OCT	8,112,948	10,813,263
NOV	8,886,137	10,435,861
DIC	10,896,559	10,638,280
<b>TOTAL</b>	<b>169,005,011</b>	<b>126,765,779</b>

*Tabla 6.11 Flujo de efectivo mensual comprador caso 1*

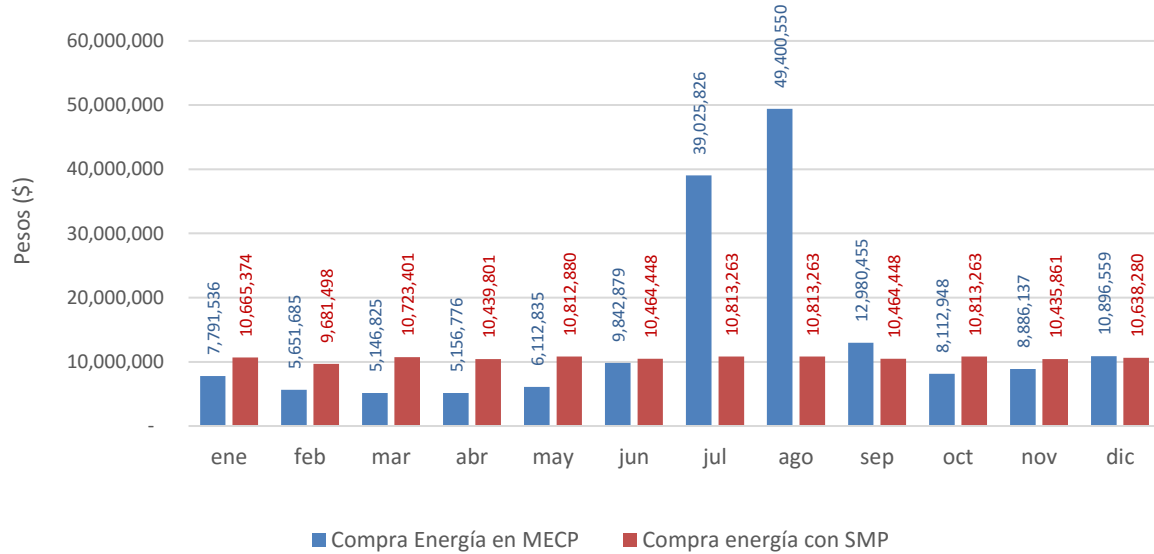


Figura 6.2 Comparación flujo de efectivo mensual comprador caso 1

### Condiciones caso 2: El Comprador es un Comercializador no Suministrador

Para el análisis de estas corridas y tal como se indica en el manual, el generador no presenta ofertas de compra en el Mercado de día en adelante por las cantidades derivadas de la asignación de las subastas, solo presenta su oferta de venta en MDA y en este caso se supone que el vendedor entrega efectivamente ese monto de energía en el Mercado de Tiempo Real.

Para el caso del comprador (Comercializador no suministrador) dado que no representa a Centros de Carga no está obligado a presentar ofertas de compra en el MDA.

Los resultados sobre el flujo de efectivo mensuales para el caso 2 se muestran en la Tabla 6.12 para el Vendedor y en la Tabla 6.13 para el Comprador (Comercializador no Suministrador), acompañados con sus respectivas gráficas de comparación Figura 6.3 para el vendedor y Figura 6.4 para el comprador.

El vendedor tiene mayores ingresos por su participación en la Subasta de Mediano Plazo, cuando el comprador no es una Entidad Responsable de Carga, ya que evita absorber el riesgo del diferencial de precios entre el Mercado de Día en Adelanto (MDA) y el Mercado de Tiempo Real (MTR) por las ofertas de compra presentadas en el MDA por su comprador, este suceso se presenta en todos los meses del año excepto por julio y agosto en los cuales se tienen los precios topes derivados de la importación de energía.

Mes	Venta de energía en el Mercado de Corto Plazo	Venta de energía con la Subasta de Mediano Plazo
ENE	7,503,603	7,884,251
FEB	5,441,599	8,428,465
MAR	4,958,319	9,573,815
ABR	4,997,378	9,090,555
MAY	5,993,075	9,670,436
JUN	9,795,099	11,122,297
JUL	39,109,693	32,141,435
AGO	47,822,873	29,793,015
SEP	12,983,111	12,868,936
OCT	7,910,844	9,706,673
NOV	8,436,282	9,163,349
DIC	10,640,463	9,767,369
<b>TOTAL</b>	<b>165,592,338</b>	<b>159,210,595</b>

Tabla 6.12 Flujo de efectivo mensual vendedor caso 2

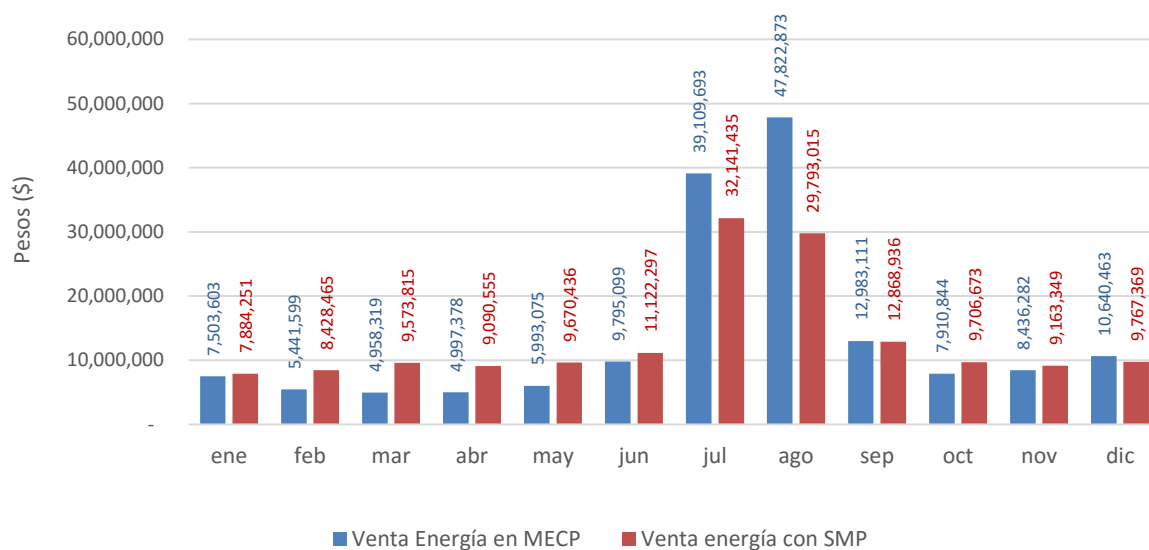


Figura 6.3 Comparación flujo de efectivo mensual vendedor caso 2

Para el caso del comprador obtiene mayores beneficios con su participación en la subasta, ya que asegura comprar la energía a un precio fijo sin una exposición al riesgo del cambio de los precios en MDA o MTR, y se asegura a comprar en un precio fijo para todo el año más bajo que si solo comprara la energía con una Transacción Bilateral Financiera en el Mercado de Tiempo Real.

Mes	Compra de energía en el Mercado de Corto Plazo	Compra de energía con la Subasta de Mediano Plazo
ENE	10,284,725	10,665,374
FEB	6,694,632	9,681,498
MAR	6,107,905	10,723,401
ABR	6,346,624	10,439,801
MAY	7,135,520	10,812,880
JUN	9,137,249	10,464,448
JUL	17,781,521	10,813,263
AGO	28,843,122	10,813,263
SEP	10,578,623	10,464,448
OCT	9,017,434	10,813,263
NOV	9,708,794	10,435,861
DIC	11,511,374	10,638,280
<b>TOTAL</b>	<b>133,147,522</b>	<b>126,765,779</b>

Tabla 6.13 Flujo de efectivo mensual comprador caso 2

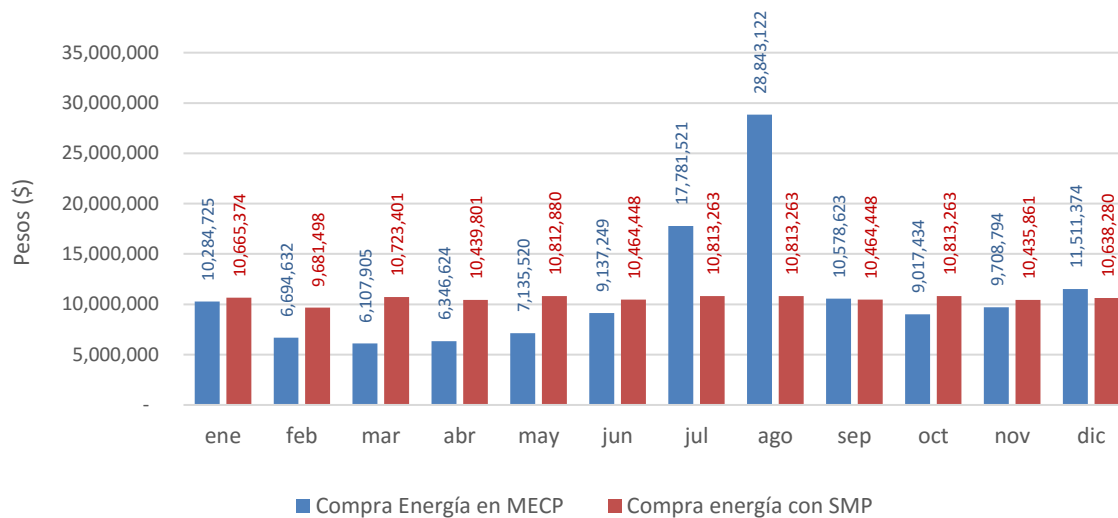


Figura 6.4 Comparación flujo de efectivo mensual comprador caso 2

## 7. Conclusiones

A continuación, en la Tabla 7.1, a manera de resumen se presentan las principales ventajas y desventajas de las Subastas de Mediano Plazo.

Ventajas	Desventajas
<p>Son un proceso transparente en la asignación de contratos de compraventa de energía y potencia en un plazo no mayor a 3 años, que incentivan la entrada en operación de nuevas centrales eléctricas para aumentar la capacidad de generación del país.</p>	<p>Para la energía no se conoce con exactitud el monto de la energía que se compra o vende, ya que se asigna con base en un porcentaje ya sea de la demanda de suministro básico o la demanda total del Sistema Interconectado para cada Zona de Carga Agrupada.</p>
<p>Al ser de un plazo menor (1, 2 o 3 años) se tiene mayor control sobre los precios a ofertar tanto de compra como de venta, ya que se puede tener una mejor previsión de los precios cambiantes del mercado spot.</p>	<p>Los montos de las garantías de cumplimiento y de seriedad son más elevados que en las Subastas de Largo Plazo, además se deben entregar en su totalidad antes del inicio de la operación del contrato, y se van liberando mensualmente.</p>
<p>Los participantes que resultan ganadores tienen un contrato formal que respalda una compraventa de energía en el MEM.</p>	<p>Para participar en estas subastas se debe tener un extenso conocimiento de su funcionamiento y en caso de ser necesario incluso contratar asesores especializados.</p>
<p>Permiten la participación a todo tipo de tecnologías de generación de energía eléctrica.</p>	

*Tabla 7.1 Ventajas y desventajas de las Subastas de Mediano Plazo*

### Participación

Las Subastas de Mediano Plazo, por el lado de los vendedores van dirigidas a Generadores que ya cuentan con centrales eléctricas construidas, esto debido a los tiempos de inicio de suministro que son para el 1° de enero del siguiente año a la celebración de la subasta, es decir se tiene un periodo de tiempo insuficiente para la construcción de una nueva central eléctrica.

Por el lado de los compradores van dirigidas principalmente a los Suministradores de Servicios Básicos, o Suministradores de Servicios Calificados con un gran volumen de energía a suministrar, esto debido a los porcentajes mínimos que se pueden comprar, los cuales al convertirlos en MWh son cantidades grandes que representan al menos el 2% de la demanda de una Zona de Carga Agrupada.

La primera Subasta de Mediano Plazo 2017 celebrada, arrojó como resultados: ninguna asignación de energía en ninguna Zona de Carga Agrupada, bloque de carga, o año, y una asignación de potencia para el año 2018 en la zona de potencia SIN.

Como se vio en el capítulo 5 “Estrategias óptimas de presentación de ofertas”, para cada subasta anual se cuentan con 72 escenarios para la energía y 9 escenarios para la potencia, por lo que al haber mayor número de escenarios es posible que no coincidan ofertas de compra y venta para un mismo escenario, como fue el caso en esta primera subasta, para el producto de energía se presentaron solo 3 ofertas de venta finales, en relación a las 41 ofertas de compra, y solo coincidieron en 3 escenarios, en los cuales el precio de venta siempre fue mayor al precio de compra, con tal situación no fue posible que se realizara ninguna asignación. Los precios de las ofertas de compra se presentaron en un rango razonable de precios de acuerdo con el bloque y zona de carga agrupada, sin embargo, los vendedores buscaron que se les pagara a precios más elevados de los promedios, situación que se vio reflejada en sus ofertas de venta.

Si vemos a la primera Subasta de Mediano Plazo desde la perspectiva del producto energía, no se obtuvieron los resultados esperados, ya que a pesar de que se demostró el interés tanto del lado de los vendedores como compradores, no resultó en ninguna asignación. Por el contrario, para el producto potencia, si se obtuvieron resultados positivos, pues se obtuvo una asignación.

Las explicaciones que se encuentran para estos resultados, sobre todo para el producto de energía, son diversas como que al ser un instrumento nuevo y ser la primera vez en utilizarse, los participantes pudieron no haber tenido lo suficientemente claro el proceso de asignación o no contaron con las herramientas que les ayudaron a una mejor participación.

Además, como se demostró en los ejemplos desarrollados previamente, los montos de las garantías de seriedad y de cumplimiento son más elevados, con respecto a los montos de las Subastas de Largo Plazo, y se deben cubrir en su totalidad mediante un instrumento financiero antes del inicio de la entrega de los productos, limitando la participación de muchos interesados que no cuenten con dichas cantidades o les signifique un costo financiero alto.

Otro punto es la incertidumbre de las cantidades reales de energía, tanto de compra como de venta, ya que, a diferencia de las Subastas de Largo Plazo, en las Subastas de Mediano Plazo como ya se vio en los capítulos anteriores se ofrece comprar o vender sobre un porcentaje que al convertirse a MWh varía para cada hora del año, pues depende directamente de la demanda total del suministro básico o de la demanda total del Sistema Interconectado, para cada Zona de Carga Agrupada en particular.

Y finalmente en las Subastas de Mediano Plazo, cuando el comprador es una ERC como Suministrador o Usuario Calificado Participante del Mercado, están diseñadas para eliminar su riesgo a la volatilidad de precios del Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) por la cantidad asignada en la subasta, de tal forma que al eliminarse su obligación de presentar ofertas de compra en el Mercado de Día en Adelanto (MDA) solo pagan lo que consumen en Tiempo Real multiplicado por el precio del Mercado de Tiempo Real (MTR), que es lo mismo que recibe por la Transacción Bilateral Financiera de Tiempo Real, de tal forma que su egreso para cada hora del día por la cantidad asignada en la subasta, es igual a su consumo real por el precio sombra asignado de la subasta. Sin embargo, este riesgo es traspasado al generador quien debe presentar esas ofertas de compra en el Mercado de Día en Adelanto (MDA) del comprador que es una Entidad Responsable de Carga (ERC), e influye directamente en la disminución o aumento de sus ingresos de corto plazo por esa venta de energía.

## Viabilidad

Para determinar si una subasta es exitosa o no, se deben considerar todos los aspectos que la acompañan, no solo se trata de obtener precios bajos respecto a un precio sombra establecido, sino de analizar todas las implicaciones que tiene para los participantes; como son: el flujo de efectivo una vez que se lleva a cabo la entrega de los productos, el costo de la participación por garantías de seriedad y cumplimiento, así como beneficios adicionales como el caso de obtener algún financiamiento bancario respaldado por un contrato derivado de la subasta.

Cualquier participante, el cual resulta ganador en las asignaciones obtiene un contrato formal con sus contrapartes o contraparte (en el caso de existir la cámara de compensación), este contrato resulta de mucha utilidad para obtener financiamientos o créditos ante instituciones bancarias, además asegura un contrato que respalda una venta y compra de energía o potencia, a un precio fijo definido, que ayuda a reducir la exposición a los precios variables del Mercado de Energía de Corto Plazo.

Para participar en las Subastas de Mediano Plazo se requiere de un conocimiento específico tanto de la planeación y determinación de las necesidades de la propia empresa, como de las condiciones del mercado y de las peculiaridades de la propia subasta de mediano plazo, por lo cual es de imaginarse que, dada la serie de requisitos a cumplir, cada participante que decide entrar en la subasta tiene la intención de salir asignado ganador. Ya que en el caso participar en la subasta y no ser asignado se perdería tiempo de preparación y análisis previo a la subasta, el tiempo en las etapas que acompañan a las subastas y adicionalmente pérdidas económicas relacionadas con el pago de la inscripción y el costo financiero por presentar las garantías de seriedad de las ofertas de compra o venta que se presenten.



Las Subastas de Mediano Plazo para su análisis, requieren procesar diversos datos horarios correspondientes al año inmediato anterior, y en la asignación de la subasta se requiere procesar  $n$  número de ofertas de compra y  $n$  número de ofertas de venta para cada uno de los 72 escenarios de energía y los 9 escenarios de potencia, con el fin de encontrar la maximización del beneficio económico sujeto a las restricciones de energía y potencia mencionadas en el quinto capítulo, y para este procesamiento de gran volumen de información la mejor opción es la utilización de un software de optimización.

Por lo que, de utilizar cualquier software comercial de optimización, adicionalmente se necesita contar con conocimientos especializados sobre las Subastas de Mediano Plazo, para procesar los datos de entrada al modelo y obtener al menos la maximización del excedente económico mediante la determinación del precio sombra para cada escenario de energía y potencia.

Para esta parte, el uso del SMP\_MEM fue de gran utilidad ya que además de la verificación de los resultados de la primera subasta, se pudieron cambiar las entradas y obtener diferentes resultados. El proceso utilizado para la creación del simulador también puede ser aplicado a otras subastas como las de largo plazo, o incluso para subastas de otros países considerando de igual manera el conocimiento previo del funcionamiento tanto de su mercado como de sus subastas específicas. A continuación, en la tabla 7.2 se presentan las principales ventajas y desventajas detectadas sobre el uso del simulador.

Ventajas	Desventajas
El software considera todas las peculiaridades de las Subastas de Mediano Plazo como son: umbrales de carga, zonas de carga agrupadas, bloques de carga, ofertas de venta y compra.	Esta limitado para usarse únicamente en las Subastas de Mediano Plazo.
Fácil manejo de información, ya que tanto los datos de entrada como de salida se leen y escriben en una base de datos de Microsoft Access.	Para el caso particular del cálculo de parámetros de los umbrales de carga, se requiere la previa publicación de los datos históricos pre-subasta, como datos de entrada.
Permite el análisis de distintos escenarios, ya que por su misma estructura fácilmente se pueden cambiar las ofertas de compra y venta, y otros parámetros, para obtener distintos resultados.	No cuenta con un sistema de actualización automática, es decir todas las actualizaciones que se requieran son manuales.
Ayuda a verificar los resultados de las subastas obtenidos por el CENACE.	

*Tabla 7.2 Ventajas y desventajas del Simulador de Subastas de Mediano Plazo*

## Entrega de productos

Una vez que ya se tienen los ganadores de las Subastas de Mediano Plazo, se debe tener un panorama claro de cuáles son los siguientes pasos para el inicio de operación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), como primer paso en el caso de no ser Participante del Mercado debe llevar a cabo el proceso de registro y acreditación para participantes del mercado. Se debe contar con conocimiento sobre las liquidaciones de energía y potencia tanto del Mercado de Energía de Corto Plazo (para el producto energía) y del Mercado para Balance de Potencia (para el producto potencia).

Para el producto de energía se deben presentar diariamente ofertas de venta y compra de energía por las cantidades asignaciones, también se deben programar y aceptar diariamente Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin), se recibirán estados de cuenta diarios los cuales derivarán en facturas, notas de débito y crédito que se deberán generar hacia el CENACE, y adicionalmente se deberán realizar conciliaciones, pagos y cargos entre los participantes que adicionalmente derivarán en facturas.

Para el producto de potencia, las transacciones se simplifican ya que las Transacciones Bilaterales de Potencia (TBPot) solo se presentan una semana antes de la liquidación anual del Mercado para el Balance de Potencia, y se espera el estado de cuenta correspondiente para su posterior factura, de un solo día. También se deben entregar las garantías de cumplimiento, las cuales serán liberadas mensualmente conforme se acrediten las Transacciones Bilaterales Financieras.

Dada la descripción de las transacciones por la compraventa de los productos de energía y potencia, se aprecia fácilmente que el producto de energía conlleva mayor esfuerzo que el producto de potencia, pues la potencia solo se liquida una vez al año, en cambio el producto de energía es liquidado diariamente en intervalos horarios por lo que para una correcta administración y conciliación, es necesario contar con herramientas computacionales y el personal especializado, que ayuden a una eficiente administración del contrato.

Finalmente, también se deben considerar las condiciones específicas del Mercado Eléctrico; en el caso de ejemplo se encontró que el hecho que define si la subasta es un buen mecanismo tanto para vendedores como compradores, de acuerdo a sus objetivos y ganancias, está fuertemente ligado a un acontecimiento del Sistema Interconectado, que es la importación de energía la cual deja a los importadores la oportunidad de vender energía en el mercado a precios libres que pueden ser muy elevados y solo limitados por los precios tope, aunque este acontecimiento está acompañado de la elevada demanda del sistema y la escasez de generación dentro del mismo, es un hecho que estos precios libres afectan tanto a compradores como vendedores del sistema, y un punto muy importante que no se debe dejar a un lado es que finalmente estos costos de la energía son trasladados al usuario final.

## Bibliografía

- [1] Ley de la Industria Eléctrica. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 11 de agosto de 2014.
- [2] Bases del Mercado Eléctrico. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 8 de septiembre de 2015.
- [3] Manual de Subastas de Largo Plazo. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 10 de noviembre de 2015.
- [4] Manual de Subasta de Mediano Plazo. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 29 de mayo de 2017.
- [5] Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de certificados de energías limpias y los requisitos para su adquisición. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 1 de enero de 2015.
- [6] Daniel Kirschen, Goran Strbac, "Fundamentals of Power System Economics", John Wiley & Sons, Ltd (2004).
- [7] Análisis Comparativo Internacional de Precios de Electricidad en el Sector Industrial. Julio 2004. Elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia y la Cámara de Grandes Consumidores de energía y Gas de la ANDI.
- [8] Marco Conceptual para la Reforma del Sector Eléctrico Mexicano. Libro Blanco 17.2. 24 de noviembre de 1998.
- [9] Centro Nacional de Control de Energía. (20015-2016). Ciudad de México, México. Recuperado de: <http://www.gob.mx/cenace>
- [10] Germán Alberto Caicedo Beltrán. Mecanismos de Subastas para la Contratación de Energía en Mercados Eléctricos: Aplicación en el Mercado Colombiano. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile, julio, 2013.
- [11] Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. Luiz T. A. Maurer, Luiz A. Barroso, The World Bank, 2011.
- [12] Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los Suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación. Resolución Núm RES/008/2016. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 14 de enero de 2016.
- [13] Disposiciones. Resolución Núm RES/584/2016. Diario Oficial de la Federación. Estados Unidos Mexicanos. 14 de julio de 2016.
- [14] Nueva ley chilena de licitaciones de suministro eléctrico para cliente regulados: un caso de éxito. Comisión Nacional de Energía, junio 2017.
- [15] Renewable Energy Auctions in Developing Countries. International Renewable Energy Agency (IRENA) 2013.
- [16] Electricity Regulation. Earle H O' Donnell and Daniel Hagan. White & Case LLP. 2003.

## Anexo 1: Porcentajes de Zona de Carga en Zona de Carga Agrupada

En la siguiente tabla se muestra la agrupación realizada por el CENACE junto con sus respectivos porcentajes, de las 108 Zonas de Carga, a las 8 Zonas de Carga Agrupadas.

Clave sistema	Clave área	Zona de Carga	Zona de Carga Agrupada	Porcentaje (%)	Demanda (MW)
SIN	PEN	CAMPECHE	BACALAR	9.24	123.37
SIN	PEN	CANCUN	BACALAR	25.98	346.85
SIN	PEN	CARMEN	BACALAR	5.52	73.69
SIN	PEN	CHETUMAL	BACALAR	4.56	60.94
SIN	PEN	MERIDA	BACALAR	30.35	405.3
SIN	PEN	MOTUL TIZIMIN	BACALAR	5.08	67.85
SIN	PEN	RIVIERA MAYA	BACALAR	16.23	216.7
SIN	PEN	TICUL	BACALAR	3.03	40.49
BCA	BCA	TIJUANA	BUFADORA	39.68	583.77
BCA	BCA	MEXICALI	BUFADORA	40.18	591.02
BCA	BCA	ENSENADA	BUFADORA	10.13	148.98
BCA	BCA	SANLUIS	BUFADORA	10.01	147.28
SIN	OCC	AGUASCALIENTES	CHAPALA	15.36	460.43
SIN	OCC	CIENEGA	CHAPALA	11.25	337.27
SIN	OCC	COLIMA	CHAPALA	4.86	145.62
SIN	OCC	FRESNILLO	CHAPALA	5.49	164.6
SIN	OCC	GUADALAJARA	CHAPALA	32.97	988.52
SIN	OCC	JIQUILPAN	CHAPALA	0.93	27.76
SIN	OCC	MANZANILLO	CHAPALA	5.22	156.46
SIN	OCC	TEPIC VALLARTA	CHAPALA	10.47	313.8
SIN	OCC	ZACATECAS	CHAPALA	9.33	279.61
SIN	OCC	ZAMORA	CHAPALA	4.13	123.78
SIN	NOR	CABORCA	DEL COBRE	2.55	133.01
SIN	NOR	CULIACAN	DEL COBRE	7.87	410.92
SIN	NOR	GUASAVE	DEL COBRE	2.19	114.36
SIN	NOR	GUAYMAS	DEL COBRE	1.86	96.99
SIN	NOR	HERMOSILLO	DEL COBRE	9.99	521.25
SIN	NOR	LOS MOCHIS	DEL COBRE	3.71	193.41
SIN	NOR	MAZATLAN	DEL COBRE	4.38	228.78
SIN	NOR	NAVOJOA	DEL COBRE	2.36	123.41
SIN	NOR	NOGALES	DEL COBRE	9.56	499.08

SIN	NOR	OBREGON	DEL COBRE	3.81	199.02
SIN	NTE	CAMARGO	DEL COBRE	6.03	314.59
SIN	NTE	CASAS GRANDES	DEL COBRE	4.15	216.61
SIN	NTE	CHIHUAHUA	DEL COBRE	7.63	398.22
SIN	NTE	CUAUHTEMOC	DEL COBRE	3.88	202.34
SIN	NTE	DURANGO	DEL COBRE	4.17	217.54
SIN	NTE	JUAREZ	DEL COBRE	10.92	570.13
SIN	NTE	LAGUNA	DEL COBRE	14.95	780.55
SIN	NES	MATAMOROS	FUNDIDORA	5.8	291.74
SIN	NES	MONCLOVA	FUNDIDORA	5.05	253.98
SIN	NES	MONTEMORELOS	FUNDIDORA	1.76	88.81
SIN	NES	MONTERREY	FUNDIDORA	55.59	2797.29
SIN	NES	NUEVO LAREDO	FUNDIDORA	4.23	213
SIN	NES	PIEDRAS NEGRAS	FUNDIDORA	3.95	198.6
SIN	NES	REYNOSA	FUNDIDORA	8.56	430.76
SIN	NES	SABINAS	FUNDIDORA	1.37	68.84
SIN	NES	SALTILLO	FUNDIDORA	10.88	547.72
SIN	NES	VICTORIA	FUNDIDORA	2.81	141.53
SIN	ORI	CHONTALPA	MONTEBELLO	7.76	209.8
SIN	ORI	COATZACOALCOS	MONTEBELLO	15.43	417.44
SIN	ORI	CORDOBA	MONTEBELLO	2.69	72.78
SIN	ORI	HUAJUAPAN	MONTEBELLO	1.49	40.18
SIN	ORI	HUATULCO	MONTEBELLO	1.91	51.72
SIN	ORI	LOS RIOS	MONTEBELLO	3.81	103.02
SIN	ORI	LOS TUXTLAS	MONTEBELLO	1.06	28.75
SIN	ORI	OAXACA	MONTEBELLO	4.06	109.73
SIN	ORI	ORIZABA	MONTEBELLO	6.71	181.39
SIN	ORI	SAN CRISTOBAL	MONTEBELLO	3.44	93.05
SIN	ORI	TAPACHULA	MONTEBELLO	5.58	150.84
SIN	ORI	TEHUANTEPEC	MONTEBELLO	3.79	102.43
SIN	ORI	TUXTLA	MONTEBELLO	7.7	208.21
SIN	ORI	VERACRUZ	MONTEBELLO	22.65	612.62
SIN	ORI	VILLAHERMOSA	MONTEBELLO	11.93	322.76
SIN	CEN	CENTRO ORIENTE	TEPOZTECO	4.65	592.79
SIN	CEN	CENTRO SUR	TEPOZTECO	2.91	370.9
SIN	CEN	VDM CENTRO	TEPOZTECO	8.88	1132.53
SIN	CEN	VDM NORTE	TEPOZTECO	13.91	1773.78
SIN	CEN	VDM SUR	TEPOZTECO	13.4	1708.61
SIN	CEN	LAZARO CARDENAS	TEPOZTECO	1.54	196.62
SIN	NES	HUASTECA	TEPOZTECO	1.51	192.05
SIN	NES	HUEJUTLA	TEPOZTECO	0.38	47.99

SIN	NES	TAMPICO	TEPOZTECO	2.91	371.72
SIN	OCC	APATZINGAN	TEPOZTECO	0.78	99.24
SIN	OCC	CELAYA	TEPOZTECO	4.25	541.84
SIN	OCC	IRAPUATO	TEPOZTECO	3.87	493.25
SIN	OCC	IXMIQUILPAN	TEPOZTECO	0.29	36.97
SIN	OCC	LEON	TEPOZTECO	3.36	428.59
SIN	OCC	LOS ALTOS	TEPOZTECO	1.03	131.96
SIN	OCC	MATEHUALA	TEPOZTECO	0.64	81.55
SIN	OCC	MINAS	TEPOZTECO	0.56	71.06
SIN	OCC	MORELIA	TEPOZTECO	1.54	196.67
SIN	OCC	QUERETARO	TEPOZTECO	5.88	749.42
SIN	OCC	SALVATIERRA	TEPOZTECO	0.86	109.24
SIN	OCC	SAN JUAN DEL RIO	TEPOZTECO	1.71	218.68
SIN	OCC	SAN LUIS POTOSI	TEPOZTECO	4.91	625.64
SIN	OCC	URUAPAN	TEPOZTECO	0.42	53.31
SIN	OCC	ZAPOTLAN	TEPOZTECO	0.76	97.07
SIN	OCC	ZACAPU	TEPOZTECO	0.27	33.94
SIN	ORI	ACAPULCO	TEPOZTECO	1.83	232.99
SIN	ORI	CHILPANCINGO	TEPOZTECO	0.65	82.59
SIN	ORI	CUAUTLA	TEPOZTECO	0.78	99.21
SIN	ORI	CUERNAVACA	TEPOZTECO	0.43	54.85
SIN	ORI	IGUALA	TEPOZTECO	0.4	51.08
SIN	ORI	IZUCAR	TEPOZTECO	0.38	48.53
SIN	ORI	MORELOS	TEPOZTECO	1.59	202.5
SIN	ORI	POZA RICA	TEPOZTECO	1.22	155.33
SIN	ORI	PUEBLA	TEPOZTECO	4.3	548.53
SIN	ORI	SAN MARTIN	TEPOZTECO	1.21	154.46
SIN	ORI	TECAMACHALCO	TEPOZTECO	1.05	134.39
SIN	ORI	TEHUACAN	TEPOZTECO	0.55	69.91
SIN	ORI	TEZIUTLAN	TEPOZTECO	0.87	110.99
SIN	ORI	TLAXCALA	TEPOZTECO	2.21	281.58
SIN	ORI	XALAPA	TEPOZTECO	0.85	108.59
SIN	ORI	ZIHUATANEJO	TEPOZTECO	0.48	61.82
BCS	BCA	CONSTITUCION	ULLOA	13.91	37.94
BCS	BCA	LOS CABOS	ULLOA	49.3	134.44
BCS	BCA	LA PAZ	ULLOA	36.78	100.3