

## **PODER EJECUTIVO**

### **SECRETARIA DE ENERGIA**

#### **ACUERDO por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia.**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33, fracción XXVI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

#### **CONSIDERANDO**

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 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;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que 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, y que 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;

Que el Transitorio Tercero de la Ley de la Industria Eléctrica establece en su tercer párrafo, que por única ocasión la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la referida Secretaría determine;

Que el 8 de septiembre de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Bases del Mercado Eléctrico, mismas que definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual del Mercado para el Balance de Potencia desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 11 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos para:

- (a) La operación y administración del Mercado para el Balance de Potencia, y
- (b) Facilitar transacciones entre las Entidades Responsables de Carga cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la Comisión Reguladora de Energía, y los Participantes del Mercado cuenten con Potencia no comprometida en dichos contratos.

Que dicho Manual se considera un acto administrativo de carácter general que debe publicarse en el Diario Oficial de la Federación, a fin de que produzca efectos jurídicos, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente

#### **ACUERDO**

**ARTÍCULO ÚNICO.-** La Secretaría de Energía emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

#### **TRANSITORIO**

**ÚNICO.** El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 14 de septiembre de 2016.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-**  
Rúbrica.

**MANUAL DEL  
MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA  
CONTENIDO**

**CAPÍTULO 1 Introducción**

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Propósito y contenido de este Manual
- 1.3 Términos definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

**CAPÍTULO 2 Aspectos generales del Mercado para el Balance de Potencia**

- 2.1 Propósito y objeto del Mercado para el Balance de Potencia
- 2.2 Conceptos básicos del Mercado para el Balance de Potencia
- 2.3 Funcionamiento del Mercado para el Balance de Potencia

**CAPÍTULO 3 Horas Críticas del Sistema**

- 3.1 Identificación de las Horas Críticas
- 3.2 Procedimiento para la identificación de Horas Críticas
- 3.3 Identificación de Horas Críticas para los años 2016 y 2017
- 3.4 Identificación de Horas Críticas a partir del año 2018

**CAPÍTULO 4 Zonas de Potencia**

- 4.1 Definición de las Zonas de Potencia
- 4.2 Programa para la evaluación de Zonas de Potencia existentes
- 4.3 Publicación de las Zonas de Potencia

**CAPÍTULO 5 Acreditación de Potencia**

- 5.1 Consideraciones Generales
- 5.2 Cálculo de la Capacidad Entregada
- 5.3 Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física
- 5.4 Cálculo de la Disponibilidad de Entrega Física
- 5.5 Validación de la Disponibilidad de Producción Física

**CAPÍTULO 6 Requisitos de Potencia**

- 6.1 Requisito Anual de Potencia
- 6.2 Cálculo de la Capacidad Demandada
- 6.3 Disposiciones particulares para el Generador de Intermediación

**CAPÍTULO 7 Preparación del Mercado para el Balance de Potencia**

- 7.1 Cálculo y notificación de la Potencia Anual Acreditada
- 7.2 Cálculo y notificación del Requisito Anual de Potencia
- 7.3 Estimación de la Curva de Oferta
- 7.4 Estimación de la Curva de Demanda
- 7.5 Cálculo y notificación del Precio Máximo de Potencia
- 7.6 Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia

**CAPÍTULO 8 Realización del Mercado para el Balance de Potencia**

- 8.1 Cálculo de la Obligación Neta de Potencia
- 8.2 Cálculo de la Curva de Oferta
- 8.3 Cálculo de la Curva de Demanda
- 8.4 Cálculo del Precio Neto
- 8.5 Cantidad de Potencia Adquirida
- 8.6 Cantidad de Potencia Adquirida en Zonas de Potencia Anidadas
- 8.7 Incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia
- 8.8 Publicación de los resultados del Mercado para el Balance de Potencia

**CAPÍTULO 9 Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia**

- 9.1 Proceso de liquidación, estados de cuenta, facturación y pagos
- 9.2 Cálculo de cargos y abonos
- 9.3 Liquidación de Sanciones
- 9.4 Generadores Exentos

**CAPÍTULO 10 Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional**

- 10.1 Política de Confiabilidad
- 10.2 Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente
- 10.3 Estudios técnicos del CENACE para el cálculo de porcentajes zonales
- 10.4 Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada

**CAPÍTULO 11 Tecnología de Generación de Referencia**

- 11.1 Identificación de la Tecnología de Generación de Referencia
- 11.2 Justificación de las Tecnologías de Generación de Referencia identificadas
- 11.3 Cálculo de los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia
- 11.4 Actualización de los Costos de la Tecnología de Generación de Referencia

**CAPÍTULO 12 Sanciones y Disposiciones Transitorias**

- 12.1 Sanciones por incumplimiento
- 12.2 Disposiciones transitorias

**Manual del  
Mercado para el Balance de Potencia**

**CAPÍTULO 1**

**Introducción**

---

**1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado**

- 1.1.1** Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2** Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

**1.2 Propósito y contenido de este Manual**

- 1.2.1** El presente Manual del Mercado para el Balance de Potencia es el Manual de Prácticas del Mercado que establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la operación y administración del Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.2.2** El contenido de este Manual desarrolla a mayor detalle la Base 11 de las Bases del Mercado Eléctrico y abarca lo siguiente:
- (a) El propósito y contenido del presente Manual y los términos definidos que se utilizan en el mismo (Capítulo 1).
  - (b) Los aspectos generales del Mercado para el Balance de Potencia (Capítulo 2).
  - (c) La definición de Horas Críticas (Capítulo 3).
  - (d) La definición de Zonas de Potencia (Capítulo 4).
  - (e) La acreditación de Potencia (Capítulo 5).
  - (f) Los Requerimientos de Potencia (Capítulo 6).
  - (g) La etapa de preparación del Mercado para el Balance de Potencia (Capítulo 7).
  - (h) La etapa de realización o cierre del Mercado para el Balance de Potencia (Capítulo 8).
  - (i) La etapa de liquidación del Mercado para el Balance de Potencia (Capítulo 9).
  - (j) La Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (Capítulo 10).
  - (k) La identificación de la Tecnología de Generación de Referencia (Capítulo 11).
  - (l) Las sanciones por incumplimientos y las disposiciones transitorias para la operación y administración del Mercado para el Balance de Potencia (Capítulo 12).

**1.3 Términos definidos**

Para efectos del presente Manual, además de las definiciones contenidas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, el artículo 2 de su Reglamento y en las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:

- 1.3.1 Año de Producción:** El año para el cual se calculan las cantidades de Potencia consideradas en el presente manual, tomando en cuenta que el Mercado para el Balance de Potencia será operado por el CENACE para cada Año de Producción una vez que el mismo haya concluido. Por ejemplo, el Mercado para el Balance de Potencia para el Año de Producción 2018 será operado por el CENACE en los primeros meses del año 2019.
- 1.3.2 Buenas Prácticas de la Industria:** En relación con cualquier función y circunstancia, el ejercicio de un mínimo grado de habilidad, diligencia, prudencia y previsión que sería razonable y ordinariamente esperado de un operador calificado y experimentado, dedicado al mismo tipo de función bajo las mismas circunstancias o similares.

- 1.3.3 Cantidad de Potencia Adquirida:** La cantidad total de Potencia adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia y que corresponde a la cantidad de Potencia en el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda calculadas por el CENACE de acuerdo a lo previsto en las secciones 8.2 y 8.3. También corresponde a la cantidad total de Potencia que los Participantes del Mercado venderán a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia calculada de conformidad con lo previsto en el numeral 8.2.2.
- 1.3.4 Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP):** Las Obligaciones Netas de Potencia que un Participante del Mercado no haya cumplido al concluir el Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.3.5 Capacidad Demandada (CD):** El promedio de la cantidad total de potencia que una Entidad Responsable de Carga haya requerido del Sistema Eléctrico Nacional en las Horas Críticas de un año dado para suministrar a los Centros de Carga que haya representado en el Mercado Eléctrico Mayorista en ese año, el cual se expresará en MW y será calculado por el CENACE una vez que haya transcurrido el año de que se trate en los términos del presente Manual.
- 1.3.6 Capacidad Entregada (CE):** El promedio de la cantidad total de potencia que un Recurso efectivamente haya puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las Horas Críticas de un año dado, el cual se expresará en MW y será calculado por el CENACE una vez que haya transcurrido el año de que se trate en los términos del presente Manual.
- 1.3.7 Cargo para el Aseguramiento de la Potencia:** El cargo que determinará el CENACE para cada Entidad Responsable de Carga, en términos de lo dispuesto en la Base 11.2.9(e), con el propósito de distribuir el costo de la Potencia Eficiente.
- 1.3.8 Demanda Calculada por Balance:** La demanda de energía eléctrica calculada para una Zona de Potencia en una hora dada a partir de la energía eléctrica que haya sido generada en esa Zona de Potencia en esa hora, descontando el intercambio de energía eléctrica que haya salido de esa Zona de Potencia en esa hora y agregando el intercambio de energía eléctrica que haya entrado a esa Zona de Potencia en esa hora, más la demanda no suministrada y la cantidad despachada de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, la cual se utilizará en este Manual para identificar cuáles son las Horas Críticas para la Zona de Potencia de que se trate, así como para otros propósitos como la realización de pronósticos. Se distingue de la Demanda *Suministrada* Calculada por Balance, que se usará para el cálculo de requisitos de reservas operativas y reservas rodantes, entre otros, y en la cual no se incluyen la demanda no suministrada o la cantidad despachada de Recursos de Demanda Controlable Garantizada.
- 1.3.9 Demanda Calculada por Retiros:** La demanda de energía eléctrica calculada en una hora dada a partir de la energía eléctrica que haya sido entregada a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga en nivel Transmisión en esa hora, equivalente a las Compras Físicas de las Entidades Responsables de Carga en el Mercado de Corto Plazo; la cual se utilizará en este Manual para calcular las obligaciones de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga.
- 1.3.10 Disponibilidad de Entrega Física Horaria (DEFH):** La porción de la Capacidad Instalada declarada y verificable de un Recurso que, tomando en cuenta la capacidad de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, se considera que puede contribuir a la capacidad de un sistema interconectado para suministrar demanda en cada una de las Horas Críticas de dicho sistema, la cual se medirá en MW y será determinada de conformidad con lo previsto en la sección 5.4.
- 1.3.11 Disponibilidad de Producción Física Horaria (DPFH):** La porción de la Capacidad Instalada declarada y verificable de un Recurso que haya estado disponible para producir energía neta en cada una de las Horas Críticas de la Zona de Potencia en la que se encuentre ubicado ese Recurso, la cual se medirá en MW y será determinada de conformidad con lo previsto en la sección 5.3.
- 1.3.12 Dólar:** Moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.

- 1.3.13 Horas Críticas:** Cada una de las 100 horas críticas que identifique el CENACE para cada año y para cada Zona de Potencia en los términos de la Base 11.1.5(c)(i) de las Bases del Mercado Eléctrico y lo previsto en el Capítulo 3.
- 1.3.14 Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR):** Los ingresos netos (en exceso de sus costos variables) que la Tecnología de Generación de Referencia habría obtenido, en promedio, de haber participado en el Mercado del Día en Adelanto en una Zona de Potencia y para un año dado, y se expresarán en Pesos/MW-año.
- 1.3.15 Manual:** El presente Manual de Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.3.16 Obligación Neta de Potencia (ONP):** La cantidad de Potencia (expresada en MW-año) que cada Participante del Mercado estará obligado a adquirir a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia y que será calculada por el CENACE de conformidad con lo previsto en la sección 8.1.
- 1.3.17 Oferta de Compra de Potencia (OCP):** La cantidad de Potencia (expresada en MW-año) que cada Participante del Mercado ofrece comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, cuando esa oferta no es excluida del Mercado para el Balance de Potencia por insuficiencia en su Monto Garantizado de Pago conforme a lo previsto en las secciones 8.1 y 8.3.
- 1.3.18 Oferta de Venta de Potencia (OVP):** La cantidad de Potencia (expresada en MW-año) que cada Participante del Mercado ofrece vender a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia y que será calculada por el CENACE de conformidad con lo previsto en el numeral 8.2.1.
- 1.3.19 Peso:** Moneda de curso legal en México.
- 1.3.20 Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada (PZRCE):** Porcentaje que establece para cada año, qué parte del Requerimiento de Potencia asociada a los Centros de Carga ubicados en una Zona de Potencia debe cumplirse con la Potencia acreditada a los Recursos ubicados en esa Zona de Potencia.
- 1.3.21 potencia:** Cuando se utilice con “p” minúscula se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado o la capacidad para sostener dicha tasa de producción de conformidad con lo previsto en la Base 11.1.4 y se expresa en MW; se distingue de la Potencia (con “P” mayúscula) que es un producto comercial que se compra y vende en términos del presente manual y que se expresa en MW-año.
- 1.3.22 Potencia Anual Acreditada (PAA):** La cantidad total de Potencia (expresada en MW-año) acreditada por el CENACE a los Recursos que hayan sido representados por un Participante del Mercado en un año determinado, calculada y notificada por el CENACE una vez que haya transcurrido ese año en los términos de lo previsto en el presente Manual.
- 1.3.23 Potencia Eficiente:** La cantidad de Potencia (expresada en MW-año) que sea adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia en exceso de la Potencia que se requiera para cumplir con los Requisitos Anuales de Potencia para la Zona de Potencia de que se trate, la cual será asignada a las Entidades Responsables de Carga en proporción a su Requisito Anual de Potencia y el costo de adquisición correspondiente será cubierto a través del Cargo para el Aseguramiento de la Potencia de conformidad con lo previsto en los numerales 8.5.3, 8.5.4 y 8.6.5.
- 1.3.24 Precio de Cierre de Potencia:** Corresponde a la definición contenida en la Base 2.1.98 y se refiere al precio de equilibrio de la Potencia determinado por el punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda calculadas para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia de conformidad con lo previsto en la sección 8.4.2 y, en su caso, la sección 8.4.3.

- 1.3.25 Precio de Cierre de Potencia Estimado:** El precio de equilibrio de la Potencia determinado por el punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda estimadas para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, suponiendo que el Monto Garantizado de Pago de los Participantes del Mercado será suficiente para garantizar su Obligación Neta de Potencia, de conformidad con lo previsto en la sección 7.5.2 y, en su caso, la sección 7.5.3.
- 1.3.26 Precio Máximo de Potencia:** El precio máximo que podrá tener la Potencia calculado por el CENACE para cada Zona de Potencia a partir del Precio de Cierre de Potencia Estimado y descontando los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia de conformidad con lo previsto en la sección 7.5.1.
- 1.3.27 Precio Neto de Potencia:** Corresponde a la definición contenida en la Base 2.1.101 y se refiere al precio final de la Potencia calculado por el CENACE para cada Zona de Potencia a partir del Precio de Cierre de Potencia y descontando los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia de conformidad con lo previsto en la sección 8.4.1.
- 1.3.28 Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS Eficiente):** El valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el Valor de la Energía No Suministrada y el costo de capacidad de la Tecnología de Generación de Referencia, el cual será definido como parte de la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaría.
- 1.3.29 Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima (PENS Máxima):** El valor máximo de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el Valor de la Energía No Suministrada y el costo de capacidad de la Tecnología de Generación de Referencia, el cual será definido como parte de la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaría.
- 1.3.30 Recurso:** Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable.
- 1.3.31 Requerimientos de Potencia:** El Requisito Anual de Potencia y, cuando resulte aplicable, el Requisito Contractual de Potencia.
- 1.3.32 Requisito Anual de Potencia (RAP):** La cantidad total de Potencia (expresada en MW-año) que cada Entidad Responsable de Carga tendrá la obligación de adquirir en función de su Capacidad Demanda y considerando la Reserva de Planeación Mínima, la cual será calculada y notificada por el CENACE en los términos de lo previsto en el Capítulo 8.
- 1.3.33 Requisito Contractual de Potencia:** La cantidad total de Potencia que cada Suministrador tendrá la obligación de adquirir a lo largo de un periodo futuro a través de Contratos de Cobertura Eléctrica en los términos que defina la CRE.
- 1.3.34 Reserva de Planeación Eficiente (RPe):** El margen de capacidad de generación que se requiere para garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional a un nivel eficiente de acuerdo con la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaría y los criterios de Confiabilidad que defina la CRE. Este margen se expresa como Capacidad Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga a nivel Transmisión).
- 1.3.35 Reserva de Planeación Mínima (RPM):** El margen de capacidad de generación que se requiere para garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional a un nivel mínimo de acuerdo con la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaría y los criterios de Confiabilidad que defina la CRE. Este margen se expresa como Capacidad Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga a nivel Transmisión).

- 1.3.36 Tecnología de Generación de Referencia:** Es la fuente marginal de nueva Potencia que se toma de una muestra razonable de tecnologías de generación cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de la Zona de Potencia correspondiente y que sea replicable a escala comercial, que minimiza los costos netos de generación y potencia en el largo plazo para esa Zona de Potencia considerando un factor de planta de 100/8,760, y que será identificada por el CENACE de acuerdo con lo previsto en el Capítulo 11.
- 1.3.37 Valor de la Energía No Suministrada (VENS):** Tendrá la definición que se establezca para ese término en la Política de Confiabilidad emitida por la Secretaría.
- 1.3.38 Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente (VRAPE):** El valor que tendría el Requisito Anual de Potencia si fuera calculado considerando la Reserva de Planeación Eficiente en lugar de la Reserva de Planeación Mínima, el cual será calculado por el CENACE en los términos del numeral 7.4.3 a fin de poder estimar y determinar las curvas de demanda de Potencia del Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.3.39 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Margen de Reserva (VIRPe-MR):** Valor indicativo del margen de Reserva de Planeación Eficiente que, para ser congruente con el estándar internacional para cálculos de margen de reserva, se expresa como la Capacidad Instalada, como porcentaje de la demanda máxima del sistema por balance (medida como la generación entregada en las Unidades de Central Eléctrica más el intercambio neto).
- 1.3.40 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Requisito de Potencia (VIRPe-RP):** Valor indicativo del margen de Reserva de Planeación Eficiente que, para ser congruente con la Resolución RES/916/2015, se expresa como la Capacidad Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga a nivel Transmisión).
- 1.3.41 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Margen de Reserva (VIRPm-MR):** Valor indicativo del margen de Reserva de Planeación Mínima que, para ser congruente con el estándar internacional para cálculos de margen de reserva, se expresa como la Capacidad Instalada, como porcentaje de la demanda máxima del sistema por balance (medida como la generación entregada en las Unidades de Central Eléctrica más el intercambio).
- 1.3.42 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Requisito de Potencia (VIRPm-RP):** Valor indicativo del margen de Reserva de Planeación Mínima que, para ser congruente con la Resolución RES/916/2015, se expresa como Capacidad Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga a nivel Transmisión).
- 1.3.43 Zona de Potencia:** La zona conformada por varios NodosP en los términos de la Base 11.1.3 y del Capítulo 4 del presente Manual.
- 1.3.44 Zona de Potencia Anidada:** La Zona de Potencia ubicada en su integridad dentro de otra Zona de Potencia.
- 1.4 Reglas de interpretación**
- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la sección 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como año calendario.
- 1.4.3** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.4.4** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado, fracción o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado, fracción o disposición correspondiente en este Manual.

- 1.4.5** El Generador de Intermediación será considerado para efectos del presente Manual como Entidad Responsable de Carga por lo que se refiere a los Centros de Carga que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista en atención a los Contratos de Interconexión Legados que administre.
- 1.4.6** Los Generadores serán considerados para efectos del presente Manual como Entidades Responsables de Carga por lo que se refiere a las Unidades de Central Eléctrica que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista cuando esas Unidades de Central Eléctrica deban tener el carácter de Usuarios Finales en virtud de que consuman energía eléctrica a partir del Sistema Eléctrico Nacional, por ejemplo para los servicios propios.
- 1.4.7** Los Distribuidores serán considerados para efectos del presente Manual como Entidades Responsables de Carga (compradores netos de Potencia) o Generadores (vendedores netos de Potencia), por las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas eficientes reconocidas por la CRE. Cuando las pérdidas reales sean mayores a las pérdidas reconocidas, la diferencia estimada se considerará demanda, y cuando las pérdidas reales sean menores a las pérdidas reconocidas, la diferencia estimada se considerará un Recurso.
- 1.4.8** La Capacidad Entregada por las Centrales Eléctricas que no requieran ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica en términos de la Ley de la Industria Eléctrica se acreditará para efectos del Mercado para el Balance de Potencia y en los términos del presente Manual a las Entidades Responsables de Carga que las hayan representado en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Año de Producción correspondiente, y esas Entidades Responsables de Carga serán consideradas para efectos del presente Manual como Generadores por lo que se refiere a esas Centrales Eléctricas. Asimismo, las Entidades Responsables de Carga venderán la Potencia asociada con los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que representan.
- 1.4.9** Las cantidades que representan la entrega o demanda de potencia en una hora determinada se refieren a la entrega o demanda promedio durante dicha hora, y no la producción o demanda instantánea durante un momento dado. Sin perjuicio de que la unidad de medición precisa para una cantidad de potencia promedio durante una hora es MWh/h, para efectos del presente Manual, dichas cantidades serán expresadas en MW para facilidad de uso.

## CAPÍTULO 2

### Aspectos generales del Mercado para el Balance de Potencia

---

#### **2.1 Propósito y objeto del Mercado para el Balance de Potencia**

- 2.1.1** El propósito del Mercado para el Balance de Potencia es establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, los cuales fomentarán una demanda adecuada para contratar Potencia a mediano y largo plazo. En consecuencia, se incentivará el desarrollo de nueva capacidad de generación para el Sistema Eléctrico Nacional en la medida en que se requiera para que el Sistema Eléctrico Nacional pueda satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho conforme a la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaría y a los Criterios de Confiabilidad que emita la CRE.
- 2.1.2** El objeto del Mercado para el Balance de Potencia consiste en facilitar a los participantes del mismo tanto la compra como la venta de Potencia y establecer el precio que tendrá la misma en ese mercado. La Potencia es un producto comercial que:
- el CENACE acredita a los Recursos, es decir, a las Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada, en función de la cantidad de potencia (capacidad) que hayan puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en el Año de Producción; y,
  - las Entidades Responsables de Carga tienen la obligación de adquirir en función de la cantidad de potencia (capacidad) que hayan demandado del Sistema Eléctrico Nacional para el consumo de energía eléctrica en los Centros de Carga que hayan representado en el Mercado Eléctrico Mayorista durante ese mismo año.

**2.1.3** Los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para comprometer la venta de Potencia bajo términos negociados bilateralmente, y podrán registrar esas transacciones con el CENACE a través de las Transacciones Bilaterales de Potencia. A través del Mercado para el Balance de Potencia, los Participantes del Mercado podrán comprar y vender la Potencia que requieran para cubrir los desbalances que existan entre sus requisitos de Potencia y las cantidades registradas en sus Transacciones Bilaterales de Potencia.

## **2.2 Conceptos básicos del Mercado para el Balance de Potencia**

### **2.2.1 Acreditación de Potencia**

- (a) Para cada Zona de Potencia, el CENACE identificará la **cantidad de potencia** (capacidad) que cada Recurso haya puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en el Año de Producción en las cien horas en las que el sistema de que se trate tuvo mayor necesidad de dicha potencia. A esas cien horas se les conocerá como las Horas Críticas y corresponderán a las horas críticas a que hace referencia la Base 11.1.5(c)(i), las cuales serán definidas por el CENACE para cada año y para cada Zona de Potencia conforme a lo previsto en el Capítulo 3.
- (b) El promedio de la cantidad de potencia (capacidad) que sea identificada en los términos del inciso inmediato anterior se considerará como la **Capacidad Entregada (expresada en MW)** por cada Recurso en el Año de Producción para la Zona de Potencia de que se trate. El cálculo de ese promedio será realizado por el CENACE conforme a lo previsto en el Capítulo 5.
- (c) La Capacidad Entregada por cada Recurso en el Año de Producción determinará la cantidad de **Potencia (expresada en MW-año)** que el CENACE acreditará a ese Recurso para ese año y para la Zona de Potencia correspondiente. Por ejemplo, si el cálculo de la Capacidad Entregada por una Unidad de Central Eléctrica en el año 2018 es de 10.5 MW, el CENACE acreditará a ese Recurso y para ese año una Potencia de 10.5 MW-año.
- (d) La cantidad total de Potencia que acredite el CENACE al conjunto de Recursos que un mismo Participante del Mercado haya representado en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Año de Producción en la misma Zona de Potencia, será la **Potencia Anual Acreditada** de ese Participante del Mercado para esa Zona de Potencia con respecto a ese año.

#### **Ejemplo 1**

Si la Capacidad Entregada por la Unidad de Central Eléctrica A en el año 2018 en la Zona de Potencia X es de 10.5 MW; la Capacidad Entregada por la Unidad de Central Eléctrica B en el año 2018 en la Zona de Potencia X es de 15 MW; y la Capacidad Entregada por la Unidad de Central Eléctrica C en el año 2018 en la Zona de Potencia X es de 21.5 MW, y todas esas Unidades de Central Eléctrica fueron representadas en el Mercado Eléctrico Mayorista en el año 2018 por el mismo Participante del Mercado y éste no representó en ese año a ningún otro Recurso, entonces la Potencia Anual Acreditada de ese Participante del Mercado en la Zona de Potencia X correspondiente al año 2018 será de 47 MW-año.

- (e) La Potencia Anual Acreditada de un Participante del Mercado podrá ser utilizada por ese Participante del Mercado para cumplir con sus requisitos de Potencia para esa Zona de Potencia en ese año y para enajenarla a fin de que otros Participantes del Mercado puedan cumplir con sus requisitos de Potencia para esa Zona de Potencia en ese año. La enajenación de esa Potencia podrá realizarla el Participante del Mercado a través de Transacciones Bilaterales de Potencia o a través del Mercado para el Balance de Potencia.

### 2.2.2 Requisitos de Potencia

- (a) Para cada Zona de Potencia, el CENACE identificará la cantidad de potencia (capacidad) que cada Entidad Responsable de Carga (ya sea Suministrador, Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador de Intermediación, Generador considerado como Entidad Responsable de Carga en términos del numeral 1.4.5 o 1.4.6 o Distribuidor considerado como Entidad Responsable de Carga en términos del numeral 1.4.7) haya demandado del Sistema Eléctrico Nacional para el consumo de energía eléctrica en los Centros de Carga representados por esa Entidad Responsable de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista en las Horas Críticas del Año de Producción.
- (b) El promedio de la cantidad de potencia (capacidad) que sea identificada en los términos del inciso inmediato anterior se considerará como la **Capacidad Demandada (expresada en MW)** por cada Entidad Responsable de Carga en el Año de Producción para la Zona de Potencia de que se trate. El cálculo de ese promedio será realizado por el CENACE conforme a lo previsto en el Capítulo 6.
- (c) Para cada Zona de Potencia, la Capacidad Demandada por cada Entidad Responsable de Carga en el Año de Producción y la Reserva de Planeación Mínima (RPm), determinarán la cantidad de **Potencia (expresada en MW-año)** que cada Entidad Responsable de Carga tendrá la obligación de adquirir para ese año.
- (d) La cantidad total de Potencia que cada Entidad Responsable de Carga tendrá la obligación de adquirir para un año determinado será su **Requisito Anual de Potencia** y será calculado por el CENACE para cada Zona de Potencia.

#### Ejemplo 2

Si el cálculo de la Capacidad Demanda por una Entidad Responsable de Carga en una Zona de Potencia en el año 2018 es de 100 MW y la Reserva de Planeación Mínima es de 12%, la cantidad de Potencia que esa Entidad Responsable de Carga tendrá la obligación de adquirir en esa Zona de Potencia para el año 2018 será de 112 MW-año, por lo tanto, el Requisito Anual de Potencia de esa Entidad Responsable de Carga en esa Zona de Potencia para el año 2018 será de 112 MW-año.

- (e) El Requisito Anual de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga podrá cumplirse con la Potencia que el CENACE acredite a esa Entidad Responsable de Carga para el año y Zona de Potencia de que se trate y con la Potencia que adquiera de terceros para ese año y Zona de Potencia. La adquisición de esa Potencia podrá realizarse a través de Transacciones Bilaterales de Potencia o a través del Mercado para el Balance de Potencia.

### 2.2.3 Requerimientos regulatorios de Potencia

- (a) De acuerdo con los artículos 52 y 54 de la Ley de la Industria Eléctrica, así como lo previsto en la Base 11.1.2(a) de las Bases del Mercado Eléctrico, compete a la CRE establecer dos requerimientos regulatorios en materia de Potencia, los cuales conforman los “requerimientos regulatorios de Potencia” para las Entidades Responsables de Carga y corresponden al:
  - (i) Requisito Anual de Potencia, es decir, la cantidad de Potencia que cada Entidad Responsable de Carga se encuentra obligada a adquirir cada año en función de su Capacidad Demandada y la Reserva de Planeación Mínima (RPm), el cual será calculado y notificado por el CENACE en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico y del presente Manual; y,
  - (ii) Requisito Contractual de Potencia, es decir, la cantidad de Potencia que cada Suministrador se encuentra obligado a adquirir a lo largo de un periodo futuro determinado a través de Contratos de Cobertura Eléctrica, será determinado y publicado por la CRE en los términos de la Ley de la Industria Eléctrica.

- (b) Para cumplir con su Requisito Anual de Potencia, cada Entidad Responsable de Carga utilizará su Potencia Anual Acreditada y la Potencia que adquiriera a través de Transacciones Bilaterales de Potencia. Cualquier Potencia faltante deberá adquirirla necesariamente a través del Mercado para el Balance de Potencia. La Potencia que una Entidad Responsable de Carga deba adquirir a través del Mercado para el Balance de Potencia para cumplir con su Requisito Anual de Potencia constituirá su Oferta de Compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.
- (c) Para cumplir con su Requisito Contractual de Potencia, cada Entidad Responsable de Carga que sea Suministrador de Servicios Básicos o Suministrador de Servicios Calificados deberá celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir la cantidad mínima de Potencia que al efecto haya determinado la CRE. El presente Manual no se ocupa del Requisito Contractual de Potencia, pero sí toma en cuenta las Transacciones Bilaterales de Potencia que deriven de los Contratos de Cobertura Eléctrica celebrados para cumplir con ese requisito regulatorio para efectos de lo previsto en el inciso (b) anterior.

#### 2.2.4 Transacciones de Potencia

- (a) La Potencia que el CENACE acredite a cada Recurso estará referida al año durante el cual se haya puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional la Capacidad Entregada que se haya tomado en cuenta para acreditar esa Potencia. De igual manera, la Potencia que esté obligada a adquirir cada Entidad Responsable de Carga para cumplir con su Requisito Anual de Potencia estará referida al año durante el cual esa Entidad Responsable de Carga haya requerido del Sistema Eléctrico Nacional la Capacidad Demandada que haya sido tomada en cuenta para calcular ese Requisito Anual de Potencia. Las transacciones de Potencia que se lleven a cabo a través del Mercado para el Balance de Potencia se refieren a la Potencia acreditada por el CENACE para dicho año, denominado el Año de Producción.

##### **Ejemplo 3**

En el Mercado para el Balance de Potencia que sea operado en el 2018 únicamente podrá adquirirse o enajenarse Potencia correspondiente al Año de Producción 2017.

- (b) El precio de las transacciones de Potencia registradas a través de Transacciones Bilaterales de Potencia será el pactado entre las partes, mientras que el precio de las transacciones de Potencia realizadas a través del Mercado para el Balance de Potencia será calculado por el CENACE al operar el Mercado para el Balance de Potencia en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico y de este Manual.
- (c) Los precios para la Potencia que se establezcan a través del Mercado para el Balance de Potencia en distintos años dependerán tanto de la oferta como de la demanda de capacidad (cantidad de potencia) que se haya tenido en el Año de Producción en cada Zona de Potencia, tomando en cuenta una Reserva de Planeación Mínima y una Reserva de Planeación Eficiente a fin de garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- (d) Los Contratos de Cobertura Eléctrica permiten pactar compromisos a precios predecibles y registrar dichos compromisos a través de Transacciones Bilaterales de Potencia, lo cual facilita el financiamiento y desarrollo tanto de los proyectos de generación como de las actividades de suministro eléctrico.
- (e) Las transacciones de Potencia no otorgan al adquirente de la Potencia el derecho de despacho de energía o de otro tipo con respecto a la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable. El adquirente de la Potencia será el titular de la misma y podrá utilizarla para cumplir con sus requisitos de Potencia, o bien, para enajenarla a través de Transacciones Bilaterales de Potencia o del Mercado para el Balance de Potencia a fin de que otros Participantes del Mercado puedan cumplir con sus requisitos de Potencia.

- (f) La Potencia que cada Participante del Mercado adquiera en exceso a sus requisitos de Potencia, sea a través de Transacciones Bilaterales de Potencia o a través de su Potencia Anual Acreditada, será enajenada a través del Mercado para el Balance de Potencia y constituirá su Oferta de Venta de Potencia. Las Ofertas de Venta de Potencia no requieren estar respaldadas a través del Monto Garantizado de Pago del Participante del Mercado toda vez que dicha Potencia ya ha sido acreditada al vendedor.
- (g) La Potencia que deba adquirir cada Entidad Responsable de Carga para cumplir con su Requisito Anual de Potencia y que no haya sido adquirida a través de Transacciones Bilaterales de Potencia o a través de la acreditación de Potencia, deberá ser adquirida necesariamente a través del Mercado para el Balance de Potencia y constituirá su Obligación Neta de Potencia. De manera similar, la Potencia que un Participante del Mercado enajene a través de Transacciones Bilaterales de Potencia en exceso a la Potencia que le haya sido acreditada por el CENACE y que haya adquirido a través de otras Transacciones Bilaterales de Potencia, deberá ser adquirida necesariamente a través del Mercado para el Balance de Potencia y constituirá su Obligación Neta de Potencia.
  - (i) La Obligación Neta de Potencia de un Participante del Mercado constituirá su Oferta de Compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente cuando se encuentre debidamente respaldada a través de su Monto Garantizado de Pago.
  - (ii) La Obligación Neta de Potencia de un Participante del Mercado que no se encuentre debidamente respaldada a través de su Monto Garantizado de Pago, constituirá su Obligación Neta de Potencia Incumplida y el Participante del Mercado será sancionado por la CRE en los términos de la legislación aplicable.

### **2.3 Funcionamiento del Mercado para el Balance de Potencia**

#### **2.3.1 Anual y ex-post**

- (a) El Mercado para el Balance de Potencia será operado por el CENACE cada año y de manera ex-post, es decir, cuando haya concluido el Año de Producción, el año para el cual se calcule tanto la Potencia Anual Acreditada de cada Participante del Mercado como el Requisito Anual de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga.
- (b) El CENACE operará el Mercado para el Balance de Potencia a más tardar en el mes de febrero de cada año. El primer Mercado para el Balance de Potencia tendrá lugar a más tardar en febrero de 2017.
- (c) Las transacciones que tengan lugar a través del Mercado para el Balance de Potencia se referirán exclusivamente a la Potencia que haya sido acreditada y que forme parte de los requisitos de Potencia para el Año de Producción.

#### **2.3.2 Etapas**

- (a) El Mercado para el Balance de Potencia será operado para cada sistema interconectado considerando 3 etapas: Una etapa de preparación, una etapa de realización o cierre y una etapa de liquidación.
- (b) La preparación del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia tomará alrededor de un mes y en ella se calculará para cada Participante del Mercado la Potencia Anual Acreditada y el Requisito Anual de Potencia, y se hará del conocimiento de todos los Participantes del Mercado la estimación de las curva de oferta y de demanda y el Precio Máximo de Potencia, a fin de que los participantes puedan realizar y registrar las Transacciones Bilaterales de Potencia que convenga a sus intereses y, en su caso, puedan asegurarse de que su Monto Garantizado de Pago sea el suficiente para respaldar las ofertas de compra de Potencia que se encuentren obligados a realizar a través del Mercado para el Balance de Potencia en su etapa de cierre o realización.
- (c) La realización o cierre del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia se llevará a cabo en un solo día o en un periodo que no podrá exceder de tres días consecutivos, de forma que dicho mercado se opere en un día para cada uno de los tres sistemas interconectados que comprenden el Sistema Eléctrico Nacional. En esta etapa, el CENACE calculará para cada Participante del Mercado la Obligación Neta de Potencia, la Oferta de Compra de Potencia, la Oferta de Venta de Potencia y, en su caso, el monto del Cargo para el Aseguramiento de la Potencia que deberá cubrir.

- (d) La liquidación del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia se llevará a cabo una vez que el CENACE haya notificado a los Participantes del Mercado el Precio Neto de Potencia y la cantidad de Potencia que hayan vendido o adquirido a través del Mercado para el Balance de Potencia, a fin de que puedan realizarse los cargos y abonos correspondientes, emitirse los estados de cuenta y las facturas correspondientes, y gestionarse y realizarse los pagos.

### **2.3.3 Balance de Potencia**

- (a) El Mercado para el Balance de Potencia permite a las Entidades Responsables de Carga cuyas Transacciones Bilaterales de Potencia hayan resultado insuficientes para cumplir con sus requisitos de Potencia, adquirir la Potencia faltante; y, a su vez, permite a los Participantes del Mercado que tengan saldo positivo de Potencia, enajenar esa Potencia sobrante.
- (b) La Potencia que adquiera una Entidad Responsable de Carga en exceso a su Requisito Anual de Potencia será considerada por el CENACE como ofrecida para su venta en el Mercado para el Balance de Potencia.
- (c) La Potencia que enajene un Participante del Mercado a través de Transacciones Bilaterales de Potencia en exceso a la Potencia de la que sea titular será considerada por el CENACE como parte del requisito de Potencia de ese Participante del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) La Potencia acreditada para un año no puede ser utilizada para cumplir con requisitos de Potencia correspondientes a un año distinto. Por esa razón el Mercado para el Balance de Potencia define y cruza las ofertas necesarias para que la Potencia total acreditada para un año sea adquirida en su integridad a través del Mercado para el Balance de Potencia y para que los Requisitos Anuales de Potencia puedan cumplirse a partir de la Potencia acreditada para ese año. Cualquier desbalance o cantidad remanente será cubierto o distribuido de manera proporcional entre las Entidades Responsables de Carga en los términos previstos en las Bases del Mercado Eléctrico y este Manual.

### **2.3.4 Zonas de Potencia**

- (a) Las Zonas de Potencia son conjuntos específicos de NodosP que están interconectados directamente entre ellos, y su creación y eliminación debe ser propuesta por el CENACE y autorizada por la CRE, en términos del capítulo 4.
- (b) Cada sistema interconectado debe estar contenido en al menos una Zona de Potencia. Por ello, se consideran como existentes tres Zonas de Potencia (Sistema Interconectado Nacional, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Baja California Sur), sin perjuicio de que puedan autorizarse nuevas Zonas de Potencia o cambios a las existentes cuando haya una necesidad de generación local.
- (c) La Potencia acreditada a Recursos ubicados en una Zona de Potencia sólo podrá ser utilizada para satisfacer requisitos de Potencia en esa Zona de Potencia, salvo que se trate de una Zona de Potencia Anidada, es decir, de una Zona de Potencia contenida en su integridad dentro de otra Zona de Potencia.
- (d) La Potencia acreditada a Recursos ubicados en una Zona de Potencia Anidada podrá ser utilizada para satisfacer requisitos de Potencia tanto en esa Zona de Potencia Anidada como en las Zonas de Potencia en las que se encuentre contenida esa Zona de Potencia Anidada.
- (e) El Mercado para el Balance de Potencia será operado por separado para cada sistema interconectado. Si hay múltiples Zonas de Potencia incluidas en un sistema interconectado, el Mercado para el Balance de Potencia se resolverá en un sólo proceso para todas las Zonas de Potencia incluidas en cada sistema interconectado.

### CAPÍTULO 3

#### Horas Críticas del Sistema

#### 3.1 Identificación de las Horas Críticas

**3.1.1** El CENACE identificará las Horas Críticas para cada Zona de Potencia y para cada Año de Producción de conformidad con lo previsto en este Capítulo y observando lo siguiente:

- (a) Las Horas Críticas para cada año serán identificadas por el CENACE a más tardar en enero del año inmediato siguiente al Año de Producción.
- (b) Las Horas Críticas serán horas exactas de acuerdo con las convenciones establecidas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (c) La identificación de Horas Críticas se realizará con base en la Demanda Calculada por Balance a fin de reducir el impacto de imprecisiones de medición y las correcciones ex-post que puedan aplicarse a las mediciones. Lo anterior, sin perjuicio de que las obligaciones de adquisición de Potencia sean calculadas con base en la Capacidad Demandada y para ello se basa en la Demanda Calculada por Retiros, a partir de la energía entregada a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga en nivel transmisión, ya que las obligaciones de adquisición de Potencia se calculan para cada Entidad Responsable de Carga individualmente y las compras de energía de las Entidades Responsables de Carga se calculan en estos puntos.

#### 3.2 Procedimiento para la identificación de Horas Críticas

##### 3.2.1 Paso 1: Identificación de las Horas Críticas del año anterior completo

- (a) Se identificarán las Horas Críticas que hayan ocurrido en el año anterior al Año de Producción, de acuerdo con las reglas establecidas en las secciones 3.3 y 3.4 pero considerando para ello todas las horas del año anterior al Año de Producción, es decir las 8,760 horas (salvo que sea un año bisiesto, en cuyo caso serán 8,784). Por ejemplo, si el Año de Producción es el 2020, entonces el Paso 1 aplicará a las 8,760 horas del año 2019.
- (b) Las Horas Críticas identificadas en este Paso 1 serán utilizadas para definir el “primer día del cálculo” y el “último día del cálculo” del año de Producción de conformidad con lo previsto en el Paso 2.
- (c) No se utilizarán las Horas Críticas del año anterior para calcular la Capacidad Entregada o la Capacidad Demandada para el Año de Producción.

##### 3.2.2 Paso 2: Identificación del “primer día de cálculo” y del “último día de cálculo”

- (a) Se identificará el **primer día de cálculo** para el Año de Producción, el cual corresponderá a la fecha que resulte de restar 14 días al día en que haya ocurrido la primera Hora Crítica en el año anterior al Año de Producción de acuerdo con el Paso 1. Si el cálculo resulta en una fecha anterior al 1° de enero, entonces el primer día de cálculo será el 1° de enero.
- (b) Se identificará el **último día de cálculo** para el Año de Producción, el cual corresponderá a la fecha que resulte de sumar 14 días al día en que haya ocurrido la última Hora Crítica en el año anterior al Año de Producción de acuerdo con el Paso 1. Si el cálculo resulta en una fecha posterior al 31 de diciembre, entonces el último día de cálculo será el 31 de diciembre.

##### 3.2.3 Paso 3: Identificación de las Horas Críticas del Año de Producción

Se aplicarán las reglas de las secciones 3.3 y 3.4, según corresponda, para identificar las Horas Críticas que tengan lugar dentro del periodo que comienza con el primer día de cálculo y termina con el último día de cálculo, identificados de acuerdo al Paso 2.

#### 3.3 Identificación de Horas Críticas para los años 2016 y 2017

**3.3.1** Las Horas Críticas para una Zona de Potencia serán las 100 horas que hayan tenido la mayor demanda de energía durante el Año de Producción 2016 o 2017 en esa Zona de Potencia, conforme a la fórmula siguiente:

$$HC_{zp,a} = \{h | Da_{h,zp} \in Da_{100,zp}\} \quad \forall h \in H_{zp,a}, zp, a$$

$$Da_{100,zp} = \max_{100h} (Da_{h,zp})$$

Donde:

$HC_{zp,a}$  son las Horas Críticas para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ .

$Da_{h,zp}$  es el conjunto de elementos que representan el nivel de Demanda Calculada por Balance (más cualquier demanda no suministrada y más cualquier demanda controlable despachada para reducir demanda) para la hora  $h$ , para la Zona de Potencia  $zp$ .

$Da_{100,zp}$  es el subconjunto del conjunto  $Da_{h,zp}$  formado por los 100 elementos más grandes de  $Da_{h,zp}$ , expresado en MW.

$H_{zp,a}$  es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ . Para el 2016 el primer día de cálculo es el primer día del año y el último día de cálculo es el último día del año.

$max100_h$  es la función que selecciona los 100 valores más grandes de un conjunto, considerando todos los valores posibles del índice  $h$ .

**3.3.2** Para calcular las Horas Críticas para una Zona de Potencia se considerará la Demanda Calculada por Balance, más cualquier demanda no suministrada, más cualquier demanda controlable despachada para reducir demanda. En su caso, la demanda no suministrada y la demanda controlable despachada se ajustarán por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada, para la hora  $h$  en la Zona de Potencia  $zp$ .

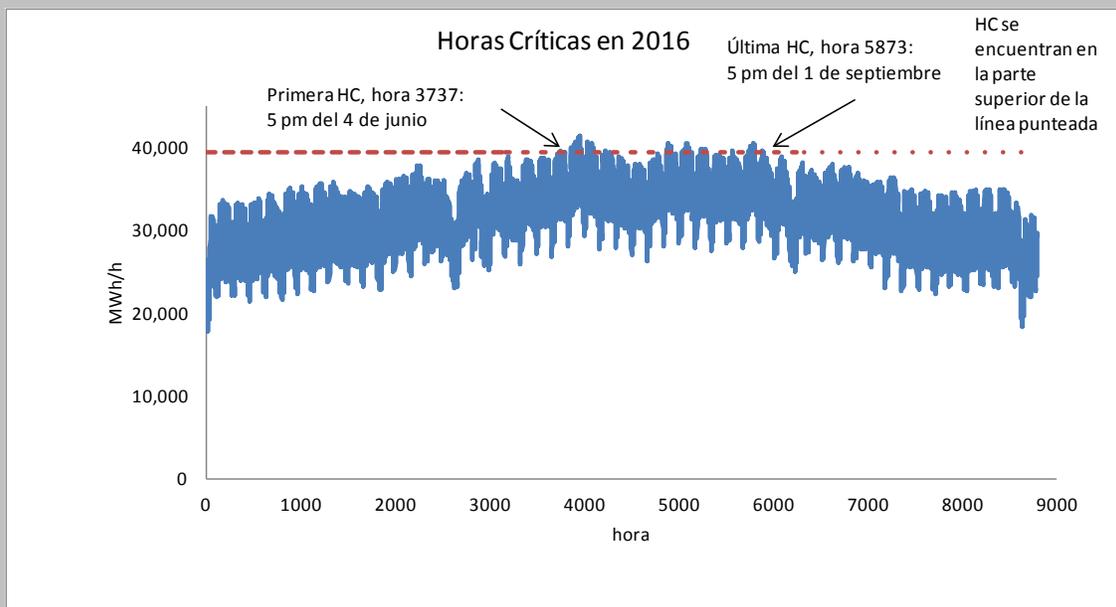
**Ejemplo 4**

**Identificación de Horas Críticas**

En enero de 2018 el CENACE debe identificar las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2017 (Año de Producción) en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", para lo cual realiza los siguientes pasos:

**Paso 1:**

Se identifican las Horas Críticas que ocurrieron en el año anterior al Año de Producción, para lo cual se consideran las 8,784 horas que conformaron el 2016. Las 100 horas con mayor demanda de energía en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" se muestran en la siguiente gráfica, es decir las Horas Críticas de 2016:



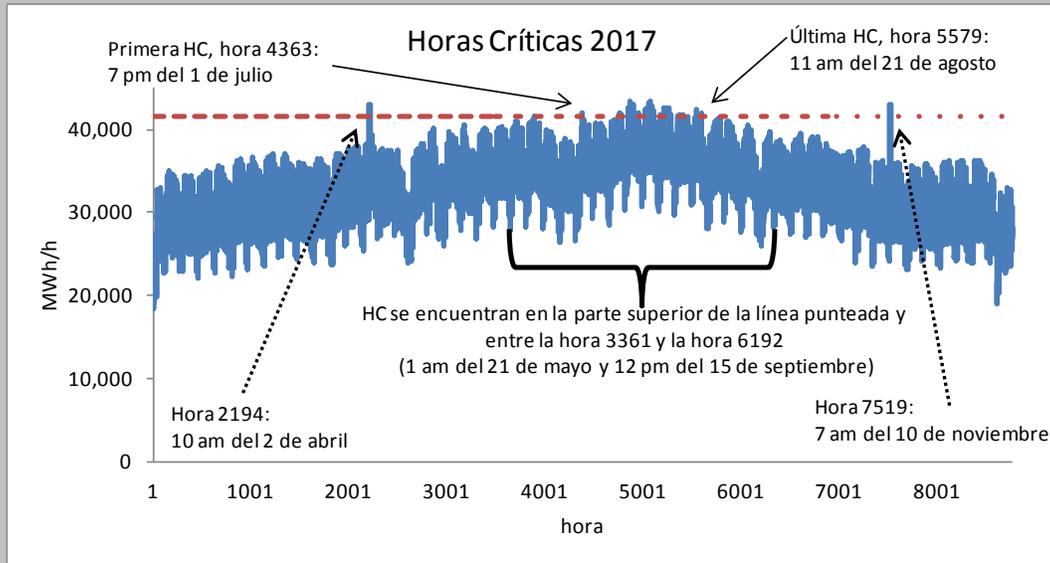
**Paso 2:**

Durante el año 2016, la primera Hora Crítica ocurrió a las 17:00 hrs. del 4 de junio y la última Hora Crítica ocurrió a las 17:00 hrs. del 1 de septiembre, por lo que el **primer día de cálculo** es el 21 de mayo y el **último día de cálculo** es el 15 de septiembre.

**Paso 3:**

Para identificar las 100 Horas Críticas del Año de Producción (2017), en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", el CENACE deberá determinar las 100 horas con la mayor demanda de energía en dicha Zona de Potencia, entre el 21 de mayo (primer día de cálculo) y el 15 de septiembre (último día de cálculo) del año de Producción.

En la siguiente gráfica se observan las Horas Críticas del año de Producción:



Como puede verse en la gráfica, existen horas de máxima demanda antes y después de la primer y última Horas Críticas, respectivamente. Sin embargo, no son consideradas en el cálculo de las Horas Críticas del año de Producción.

**3.4 Identificación de Horas Críticas a partir del año 2018**

**3.4.1** Para calcular las Horas Críticas se identificarán las 100 horas que hayan tenido el menor nivel de reservas de generación en el año correspondiente de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$HC_{zp,a} = \{h | rg_{h,zp} \in rg_{100,zp}\} \quad \forall h \in H_{zp,a}, zp, a$$

$$rg_{100,zp} = \min_{100} (rg_{h,zp})$$

Donde:

$HC_{zp,a}$  son las Horas Críticas para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ .

$rg_{h,zp}$  es el conjunto cuyos elementos representan el nivel de reservas de generación para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medidos en MW.

$rg_{100,zp}$  es el subconjunto del conjunto  $rg_{h,zp}$  formado por los 100 elementos más pequeños de  $rg_{h,zp}$ , medidos en MW.

$H_{zp,a}$  es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ .

$\min_{100}$  es la función que selecciona los 100 valores más pequeños de un conjunto, considerando todos los valores posibles del índice  $h$ .

- 3.4.2** El nivel de reservas de generación para cada hora será igual a la “generación disponible total” menos la “demanda firme” conforme a la fórmula siguiente:

$$rg_{h,zp} = gdt_{h,zp} - df_{h,zp} \quad \forall h \in H_{zp,a}, zp \quad [MW]$$

Donde:

$rg_{h,zp}$  son las reservas de generación, para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$gdt_{h,zp}$  es la generación disponible total en la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$df_{h,zp}$  es la demanda firme en la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$H_{zp,a}$  es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ .

Para tal efecto:

- (a) La **generación disponible total** en la Zona de Potencia utilizada para considerar las Horas Críticas, se calculará como la “capacidad disponible” más la “capacidad de intercambio” conforme a la fórmula siguiente:

$$gdt_{h,zp} = cd_{h,zp} + cdi_{h,zp} \quad \forall h \in H_{zp,a}, zp \quad [MW]$$

Donde:

$gdt_{h,zp}$  es la generación disponible total, para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$cd_{h,zp}$  es la capacidad disponible en la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$cdi_{h,zp}$  es la capacidad de intercambio hacia la Zona de Potencia  $zp$ , en la hora  $h$ , medida en MW.

$H_{zp,a}$  es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ .

Donde:

- (i) La **capacidad disponible** se calculará como la suma del mínimo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria y la Disponibilidad de Entrega Física, definida de conformidad con lo previsto en la sección 5.3, de todas las Unidades de Central Eléctrica de la misma Zona de Potencia, en cada hora del año.

$$cd_{h,zp} = \sum_{r \in zp, h \in H_{zp,a}} \min(DPFH_{r,h}, DEF_r) \quad \forall zp \quad [MW]$$

Donde:

$cd_{h,zp}$  es la capacidad disponible para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$DPFH_{r,h}$  es la Disponibilidad de Producción Física Horaria de la Unidad de Central Eléctrica  $r$ , para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ .

$DEF_r$  es la Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica

$H_{zp,a}$  es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ .

- (ii) La **capacidad de intercambio** hacia la Zona de Potencia en cada hora del año, será igual a la menor de los valores siguientes conforme a la fórmula indicada a continuación:
- (A) la capacidad máxima de energía que puede entrar a la Zona de Potencia, utilizada por el CENACE en su modelo del Sistema Eléctrico Nacional para determinar precios y despacho en el Mercado de Tiempo Real en la hora respectiva; y,
- (B) las reservas de generación en el resto de las Zonas de Potencia que forman parte del mismo sistema interconectado más las importaciones de sistemas eléctricos foráneos con enlaces al mismo sistema interconectado, en la hora respectiva.

$$cdi_{h,zp} = \sum_{ze} \min[cme_{h,ze,zp}, rgx_{h,ze}] \quad \forall h \in H_{zp,a}, ze, zp \quad [\text{MW}]$$

Donde:

$ze$  es una zona externa, pudiendo ser una Zona de Potencia distinta a la Zona de Potencia  $zp$ , o bien, un sistema eléctrico foráneo.

$cdi_{h,ze,zp}$  es la capacidad de intercambio desde la zona externa  $ze$  hacia la Zona de Potencia  $zp$ , para la hora  $h$ ; medida en MW. En caso de que la Zona de Potencia  $zp$  está anidada abajo de la zona externa  $ze$ , se refiere a la capacidad de intercambio desde la parte de la zona externa  $ze$  que excluye la Zona de Potencia  $zp$ , hacia la Zona de Potencia  $zp$ .

$cme_{h,ze,zp}$  es la capacidad máxima de energía que, con base en los límites de transmisión aplicables, puede entrar a la Zona de Potencia  $zp$  desde la zona externa  $ze$ , para la hora  $h$ , en el Mercado de Tiempo Real; medida en MW.

$rgx_{h,ze}$  son las reservas de generación en la zona externa  $ze$  para la hora  $h$ , medidas en MW. En caso de que la Zona de Potencia  $zp$  está anidada abajo de la zona externa  $ze$ , se refiere a las reservas de generación en la parte de la zona externa  $ze$  que excluye la Zona de Potencia  $zp$ . En caso de que la zona externa  $ze$  es un sistema eléctrico foráneo, se considerará igual al límite de transmisión aplicable, salvo que el sistema eléctrico foráneo estuviera en estado de alerta, estado de emergencia o el equivalente, en cuyo caso se usará un valor de cero.

$H_{zp,a}$  es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ .

- (b) La **demanda firme** se calculará para la Zona de Potencia y hora de que se trate utilizando la fórmula siguiente:

$$df_{h,zp} = dt_{h,zp} - CapMaxRDC_{h,zp} + RDCd_{h,zp} \quad \forall h \in H_{zp,a}, zp \quad [\text{MW}]$$

Donde:

$df_{h,zp}$  es la demanda firme para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$dt_{h,zp}$  es la demanda total observada (Demanda Calculada por Balance más cualquier demanda no suministrada) para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW. Para este término la demanda no suministrada no incluye los Recursos de Demanda Controlable que se activan para reducir demanda, sino solamente cualquier demanda firme no suministrada.

$CapMaxRDC_{h,zp}$  es la capacidad máxima de cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada que participe en el Mercado de Tiempo Real en la hora  $h$  y Zona de Potencia  $zp$  y que no haya sido activada en dicha hora, ajustada por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada, medida en MW. Las pérdidas estimadas se calculan como el porcentaje de pérdidas medias anuales en la Zona de Potencia  $zp$  para la hora  $h$ . Si un recurso de Demanda Controlable Garantizada no ofreció su capacidad en el Mercado del Día en Adelanto, sólo se podrá considerar disponible en el Mercado de Tiempo Real para efectos de la presente definición, si así lo declara la Entidad Responsable de Carga que la representa, y su tiempo de notificación más tiempo de activación es menor o igual a 2 horas.

$RDCd_{h,zp}$

es la capacidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada despachados para la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW.

$H_{zp,a}$

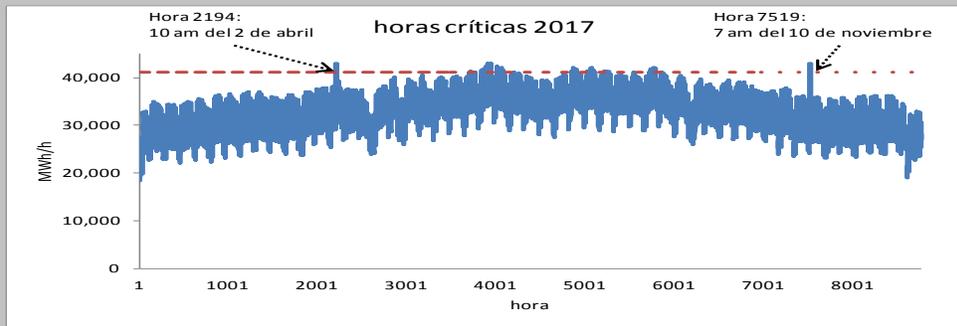
es el conjunto de horas del año  $a$  que ocurran a partir del comienzo del primer día de cálculo y hasta la conclusión del último día de cálculo en los términos de lo previsto en el numeral 3.2.2, para la Zona de Potencia  $zp$ .

**Ejemplo 5**  
**Identificación de Horas Críticas**

En enero de 2019 el CENACE debe identificar las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2018 (Año de Producción) en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", para lo cual realiza los siguientes pasos:

**Paso 1:**

Se identifican las Horas Críticas que ocurrieron en el año anterior al año de Producción, para lo cual se consideran las 8,760 horas que conformaron el 2017. Las 100 horas con mayor demanda de energía en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional". En la siguiente gráfica se observan las horas críticas de 2017:



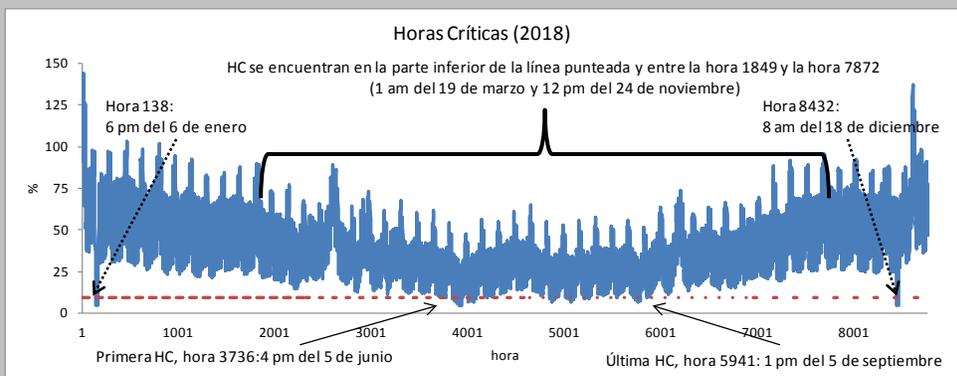
**Paso 2:**

Durante el año 2017 la primera hora crítica ocurrió a las 10:00 hrs. del 2 de abril y la última hora crítica ocurrió a las 7:00 hrs. del 10 de noviembre, por lo que el **primer día de cálculo** es el 19 de marzo y el **último día de cálculo** es el 24 de noviembre.

**Paso 3:**

Para identificar las 100 Horas Críticas del año de Producción (2018) en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" el CENACE deberá determinar las 100 horas con las menores reservas de generación en dicha Zona de Potencia entre el 19 de marzo (primer día de cálculo) y el 24 de noviembre (último día de cálculo) del año de Producción.

En la siguiente gráfica se observan las Horas Críticas del año de Producción:



Como puede verse en la gráfica, existen horas de mínimas reservas antes y después de la primer y última Hora Crítica, respectivamente. Sin embargo, no son consideradas en el cálculo de las Horas Críticas del año de Producción.

**CAPÍTULO 4****Zonas de Potencia****4.1 Definición de las Zonas de Potencia**

- 4.1.1** Las Zonas de Potencia serán propuestas por el CENACE y autorizadas por la CRE en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico y del presente Manual.
- 4.1.2** Existirá al menos una Zona de Potencia que abarque a cada sistema interconectado. Por lo tanto, en tanto no se autoricen nuevas Zonas de Potencia o cambios a las existentes, se considerarán como existentes las tres Zonas de Potencia siguientes:
- (a) La Zona de Potencia “Sistema Interconectado Nacional”;
  - (b) La Zona de Potencia “Sistema Interconectado Baja California”; y,
  - (c) La Zona de Potencia “Sistema Interconectado Baja California Sur”.
- 4.1.3** El CENACE podrá proponer a la CRE la definición de nuevas Zonas de Potencia, así como la modificación o eliminación de las que ya existan (sin violar la regla de que existirá al menos una Zona de Potencia que abarque a cada sistema interconectado), y la propuesta correspondiente será autorizada por la CRE dentro de los 20 días siguientes a la fecha en que sea realizada la propuesta correspondiente. Para tal efecto, el CENACE deberá acreditar la necesidad de contar localmente con nueva capacidad de generación y la conveniencia de hacerlo en los términos planteados.
- 4.1.4** La definición de nuevas Zonas de Potencia, así como las modificaciones a las que ya existan, deberán publicarse en el Sistema de Información del Mercado a más tardar el 30 de abril para que las nuevas Zonas de Potencia o las modificaciones a las que ya existan sean tomadas en cuenta para el Mercado para el Balance de Potencia a partir del tercer Año de Producción siguiente a la fecha de publicación. Por ejemplo, si la definición de una nueva Zona de Potencia es publicada el 20 de abril de 2021, esa Zona de Potencia será tomada en cuenta para el Año de Producción 2024 y para los siguientes Años de Producción y, por lo tanto, en el Mercado para el Balance de Potencia que sea operado en el año 2025; pero si se publica el 20 de mayo de 2021, entonces esa Zona de Potencia será tomada en cuenta hasta el Año de Producción 2025 y para los siguientes Años de Producción y, por lo tanto, en el Mercado para el Balance de Potencia que sea operado en el año 2026.
- 4.1.5** La definición de nuevas Zonas de Potencia y las modificaciones a las que ya existan se sujetarán a las reglas siguientes:
- (a) Cada Zona de Potencia podrá contener en su integridad una o más Zonas de Potencia y estar contenida en su integridad en una o más Zonas de Potencia. A la Zona de Potencia contenida en una o más Zonas de Potencia se le denominará “Zona de Potencia Anidada”.
  - (b) Ninguna Zona de Potencia podrá estar contenida sólo parcialmente en otra Zona de Potencia.

**4.2 Programa para la evaluación de Zonas de Potencia existentes**

- 4.2.1** El CENACE evaluará las Zonas de Potencia existentes para determinar la conveniencia de proponer a la CRE la definición de nuevas Zonas de Potencia o la modificación a las existentes. Esta evaluación tendrá lugar cada tres años contados a partir del cierre del Mercado para el Balance de Potencia para el Año de Producción 2017, el cual tendrá lugar en los primeros meses de 2018. El programa para llevar a cabo esta evaluación deberá alinearse con la periodicidad con la que el CENACE debe identificar las Tecnologías de Generación de Referencia en los términos de este Manual.
- 4.2.2** El CENACE podrá llevar a cabo la evaluación a que se refiere el numeral anterior antes de que transcurra el referido periodo de tres años cuando considere que esperar a esa fecha pueda ocasionar un daño grave al Sistema Eléctrico Nacional y así lo acredite a la CRE con razones fundadas.

- 4.2.3** El CENACE identificará conjuntos potenciales de NodosP que sean candidatos para nuevas Zonas de Potencia. Estos conjuntos de NodosP deben alinearse con las fronteras naturales en la topología de la red física en el Sistema Eléctrico Nacional y coincidir con las áreas monitoreadas por las Gerencias de Control Regional del CENACE, ya sea porque los conjuntos de NodosP puedan provocar congestión en la Red Nacional de Transmisión o Redes Generales de Distribución, o por Confiabilidad.
- 4.2.4** Únicamente se definirán nuevas Zonas de Potencia en partes de sistemas interconectados donde la demanda local, la capacidad de generación total y la capacidad de transmisión resulten en un requisito específico para fuentes de generación ubicadas en esa Zona de Potencia. Las Zonas de Potencia no se crearán con el fin de reconocer un superávit de capacidad de generación en una región.
- 4.2.5** El CENACE seguirá los siguientes pasos para evaluar todas las Zonas de Potencia candidatas y todas las Zonas de Potencia existentes sujetas a evaluación:
- (a) Basará su modelado en los valores pronosticados de demanda y capacidad de generación en el "Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas" emitido por la Secretaría. En caso de que dicho Programa no refleje la definición actual de Zonas de Potencia, el CENACE puede solicitar a la Secretaría el desarrollo de un escenario alterno basado en las Zonas de Potencia actuales.
  - (b) Estimaré la Capacidad Demandada dentro de la Zona de Potencia considerada.
  - (c) Estimaré la Capacidad Entregada dentro de la Zona de Potencia considerada.
  - (d) Estimaré la capacidad de intercambio hacia la Zona de Potencia ajustada por los cambios considerados al Sistema Eléctrico Nacional para los años considerados.
  - (e) Para la Zona de Potencia considerada y considerando valores anuales, el CENACE sumará la Capacidad Entregada estimada conforme al inciso (c) anterior y la capacidad de intercambio hacia la Zona de Potencia estimada conforme al inciso (d) anterior, y dividirá el resultado entre la Capacidad Demandada estimada conforme al inciso (b) anterior y restará 1 para calcular el margen de reserva esperado en términos del requisito de Potencia.
  - (f) Si para un Zona de Potencia candidata considerada, el margen de reserva esperado calculado en los términos del inciso anterior es igual o menor al promedio entre el margen de reserva mínimo y el margen de reserva eficiente en términos del requisito de Potencia para cualquiera de los años considerados en el presente numeral, entonces el CENACE propondrá la definición de la nueva Zona de Potencia. En caso de que un solo año cumpla con el criterio anterior, por razones transitorias que se espera se resuelvan sin la creación de la Zona de Potencia, entonces el CENACE no propondrá la creación de la nueva Zona de Potencia.
  - (g) El criterio establecido en el inciso (f) anterior no se aplicará cuando la Zona de Potencia candidata se encuentra comprendida dentro de una Zona de Potencia o Zona de Potencia candidata que también cumple el criterio. Por ejemplo, si el conjunto de nodos denominado "candidato A" se encuentra comprendida dentro del conjunto de nodos denominado "candidato B", y ambos conjuntos cumplen el criterio establecido en el inciso (f), sólo el "candidato B" será propuesta como Zona de Potencia.
  - (h) El CENACE podrá establecer criterios específicos para identificar Zonas de Potencia candidatas en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional en las cuales se prevea un déficit de Potencia durante el periodo del estudio. Para lo anterior, se podrán tomar en cuenta los factores relevantes para dichas regiones, tales como los costos y disponibilidad de combustibles, costos de desarrollo de generación o requisitos de reservas regionales, entre otros. En dado caso, tanto la propuesta de definición de nuevas Zonas de Potencia como los criterios específicos deberán someterse a la aprobación de la CRE.

- 4.2.6** Si para una Zona de Potencia que se esté considerando para eliminación, la tasa calculada en los términos del inciso (e) del numeral 4.2.5 es mayor a 1.25 veces el margen de reserva eficiente en términos del requisito de Potencia para los años considerados, entonces la Zona de Potencia será propuesta para ser eliminada.
- 4.2.7** El CENACE deberá tratar de anticipar e incluir cualquier cambio en las Zonas de Potencia que determine como adecuado para años futuros.
- 4.2.8** Si dos sistemas eléctricos se interconectan de tal modo que forman un solo sistema interconectado, entonces ocurrirá lo siguiente:
- (a) El nuevo sistema interconectado se convertirá en una Zona de Potencia a partir del primer Año de Producción siguiente al año en el que la interconexión entre en operación comercial, a menos que dicha operación comercial ocurra con anterioridad a la primera Hora Crítica del año en cualquiera de los dos sistemas, en cuyo caso el nuevo sistema interconectado se convertirá en una Zona de Potencia para ese mismo Año de Producción.
  - (b) Si los ajustes a las Zonas de Potencia indicados en el presente inciso son para un año que no esté sujeto a reevaluación, y los ajustes no fueron anticipados, el CENACE únicamente deberá reevaluar las dos Zonas de Potencia que sean los sistemas a ser interconectados entre sí, a menos que el CENACE considere que también se deban reevaluar otras Zonas de Potencia simultáneamente.

### **4.3 Publicación de las Zonas de Potencia**

- 4.3.1** La publicación de Zonas de Potencia incluirá al menos la siguiente información:
- (a) Los nombres de las Zonas de Potencia y su definición en términos de NodosP (subestaciones), más un mapa del Sistema Eléctrico Nacional que indique dónde se ubican las Zonas de Potencia. En ninguna circunstancia el mapa sustituirá la lista de subestaciones.
  - (b) Si no se anticipa ningún cambio a las Zonas de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional para un año futuro en un horizonte de cuatro años al momento de la publicación, se deberá indicar dicho hecho.
  - (c) Si al momento de la publicación se anticipan cambios a las Zonas de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional para un año futuro en un horizonte de cuatro años, el CENACE deberá indicar lo siguiente, por cada año futuro:
    - (i) Las nuevas Zonas de Potencia anticipadas en el Sistema Eléctrico Nacional, en términos de sus NodosP constituyentes.
    - (ii) Un mapa del Sistema Eléctrico Nacional que indique dónde se ubican las Zonas de Potencia en ese año.
- 4.3.2** El CENACE publicará los resultados de las evaluaciones y reevaluaciones de las Zonas de Potencia. En los años en los que el CENACE no lleve a cabo reevaluaciones de las Zonas de Potencia, deberá:
- (a) confirmar la continuidad del programa publicado más recientemente para las Zonas de Potencia para años futuros; o bien,
  - (b) describir cualquier cambio al programa publicado más recientemente para las Zonas de Potencia para años futuros (por ejemplo, si se aplazó la interconexión de dos sistemas interconectados separados), junto con el motivo para realizarlo. Los cambios indicados en este inciso (b) deben limitarse a cancelaciones o aplazamientos de cambios a la Red Nacional de Transmisión en los que se basen los cambios futuros en las Zonas de Potencia.
- 4.3.3** El CENACE deberá coordinarse con la CRE en forma oportuna para que ese órgano regulador pueda revisar la propuesta de nuevas Zonas de Potencia o cambios a las existentes y el CENACE pueda cumplir con las fechas límites de publicación requeridas en los términos del presente capítulo.

## CAPÍTULO 5

### Acreditación de Potencia

#### 5.1 Consideraciones Generales

- 5.1.1 La cantidad de Potencia que el CENACE acreditará a cada Recurso para efectos del Mercado para el Balance de Potencia (expresada en MW-año) corresponderá a la Capacidad Entregada por ese Recurso al Sistema Eléctrico Nacional (expresada en MW) durante el Año de Producción.

#### Ejemplo 6

Si la Capacidad Entregada al Sistema Eléctrico Nacional por una Unidad de Central Eléctrica en el año 2018 fue 10.5 MW, el CENACE acreditará a esa Unidad de Central Eléctrica una Potencia de 10.5 MW-año para el Año de Producción 2018 (la acreditación tendrá lugar en el primer mes del 2019 al operar el Mercado para el Balance de Potencia para el año 2018).

- 5.1.2 La Potencia Anual Acreditada de cada Participante del Mercado, es decir, la cantidad total de Potencia acreditada por el CENACE a los Recursos que hayan sido representados en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Año de Producción por un mismo Participante del Mercado, será calculada por el CENACE para cada Zona de Potencia.
- 5.1.3 Para efectos de acreditación de Potencia y liquidación en el Mercado para el Balance de Potencia, los Recursos de Demanda Controlable serán representados por la Entidad Responsable de Carga que los haya representado en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Año de Producción o su parte proporcional.
- 5.1.4 A los representantes de las Unidades de Propiedad Conjunta les será acreditada la Potencia de acuerdo con la prelación establecida de conformidad con el Anexo B del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Específicamente, en cada hora crítica, la Disponibilidad de Producción Física Horaria de la Unidad de Central Eléctrica completa será asignado a los representantes en términos del numeral 5.3.3 de este manual.

#### 5.2 Cálculo de la Capacidad Entregada

- 5.2.1 La Capacidad Entregada, es decir, el promedio de la cantidad de potencia que un Recurso efectivamente haya puesto a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las Horas Críticas de un año determinado, será calculado anualmente por el CENACE una vez que haya transcurrido ese año y corresponderá a lo que resulte menor entre la Disponibilidad de Producción Física y la Disponibilidad de Entrega Física para ese Recurso, es decir:

$$CE_{r,a} = \min [DPF_{r,a} , DEF_r] \quad \forall r, a \quad [MW]$$

Donde:

$CE_{r,a}$  es la Capacidad Entregada por el Recurso  $r$ , en el año  $a$ , medida en MW.

$DPF_{r,a}$  es la Disponibilidad de Producción Física del Recurso  $r$ , en el año  $a$ , medida en MW, calculada conforme a lo previsto en la sección 5.3.

$DEF_r$  es la Disponibilidad de Entrega Física del Recurso  $r$ , calculada conforme a lo previsto en la sección 5.4.

- 5.2.2 La Capacidad Entregada siempre corresponderá a la Zona de Potencia donde se ubique la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable.
- 5.2.3 La Capacidad Entregada de una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada no podrá exceder la Capacidad Instalada de dicha Unidad de Central Eléctrica o la capacidad de reducción de demanda del Recurso de Demanda Controlable Garantizada. La Capacidad Entregada corresponde a la Potencia Anual Acreditada para el Mercado para el Balance de Potencia.

#### 5.3 Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física

- 5.3.1 La Disponibilidad de Producción Física de cada Recurso corresponderá al promedio de su Disponibilidad de Producción Física Horaria y se calculará utilizando la fórmula siguiente:

$$DPF_{r,a} = \left( \sum_{h \in HC_{zp,a}} DPFH_{r,h} \right) / 100 \quad \forall r \in zp, a \quad [MW]$$

Donde:

$DPF_{r,a}$  es la Disponibilidad de Producción Física del Recurso  $r$ , en el año  $a$ , medida en MW.

$DPFH_{r,h}$  es la Disponibilidad de Producción Física Horaria del Recurso  $r$ , en la Hora Crítica  $h$ , medida en MW, calculada conforme a lo previstos en el numeral 5.3.2.

$HC_{zp,a}$  es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de Potencia  $zp$  donde se ubica el Recurso  $r$  en el año  $a$ .

**5.3.2** La Disponibilidad de Producción Física Horaria será calculada por el CENACE para cada Hora Crítica y de manera distinta para las Unidades de Propiedad Conjunta, las Unidades de Central Eléctrica Intermitentes, las Unidades de Central Eléctrica Firmes y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada de conformidad con lo previsto en los numerales 5.3.3, 5.3.4, 5.3.5 y 5.3.6, y observando las disposiciones siguientes:

- (a) Antes de calcular la Disponibilidad de Producción Física Horaria, cada Unidad de Central Eléctrica deberá ser clasificada como intermitente o como firme con base en las reglas aquí establecidas:
  - (i) Recursos intermitentes: Cualquier Unidad de Central Eléctrica registrada como intermitente en los términos de la Base 3.3.16 (ya sea intermitente despachable o intermitente no-despachable) será clasificada como intermitente.
  - (ii) Recursos de energía limitada: Cualquier Unidad de Central Eléctrica considerada como recurso de energía limitada de conformidad con la Base 6.5.1 será clasificada como intermitente para propósitos de la acreditación de Potencia si se requiere que la restricción de generación limitada de dicho recurso sea gestionada por el CENACE en un ciclo diario, semanal o mensual de conformidad con la Base 6.5.8, o por otra entidad, de ser aplicable, con el fin de lograr la optimización de los recursos de energía limitada. Ejemplos de dichas limitaciones son la limitación mínima de reserva y la limitación máxima de reserva para centrales hidroeléctricas (energía almacenada). Si una Unidad de Central Eléctrica es considerada un recurso de energía limitada de conformidad con la Base 6.5.1 pero se gestiona en un ciclo estacional, anual o multianual, será clasificada como firme.
  - (iii) Otros recursos: Cualquier Unidad de Central Eléctrica que no se encuentre comprendida en alguna de las dos reglas anteriores será clasificada como firme.
  - (iv) Recursos de Generación Indirectamente Modelados: Para cualquier Recurso de Generación Indirectamente Modelado de conformidad con la Base 9.2.7, el cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria se basará en valores de generación estimados o medidos en los términos del Manual de Medición.
  - (v) Reclasificación: Cuando se modifique el estado de registro de una Unidad de Central Eléctrica de conformidad con la Base 3.3.16 durante el curso de un año, el estado de registro que aplique a cada Hora Crítica de ese año determinará la clasificación de la Unidad de Central Eléctrica de conformidad con las reglas anteriores para cada una de esas Horas Críticas.
- (b) La clasificación de las Unidades de Central Eléctrica será revisada y, en su caso, actualizada una vez que haya finalizado el año y antes de que concluya el mes de enero.
- (c) La Disponibilidad de Producción Física calculada de conformidad con lo previsto en este numeral 5.3.2 se sujetará a las reducciones que, en su caso, deban realizarse de conformidad lo previsto en la sección 5.5.
- (d) Será obligación de los Participantes del Mercado realizar sus mejores esfuerzos para que los Recursos que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista se encuentren disponibles durante las Horas Críticas.
- (e) Los Participantes del Mercado deberán abstenerse de causar que los Recursos que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista no estén o dejen de estar disponibles durante las Horas Críticas con la finalidad de reducir su Disponibilidad de Producción Física para manipular el Mercado para el Balance de Potencia o para ejercer poder de mercado. El CENACE informará a la Unidad de Vigilancia del Mercado de cualquier abuso potencial o real y le brindará la documentación relevante para que pueda verificar lo anterior. La Unidad de

Vigilancia del Mercado deberá investigar esa situación y entregar un reporte escrito de sus hallazgos a la Autoridad de Vigilancia del Mercado y al CENACE y, en su caso, sancionar a los Participantes del Mercado que infrinjan lo previsto en este Manual y las demás Reglas del Mercado.

### 5.3.3 Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria para cada representante de una Unidad de Propiedad Conjunta

- En el caso de Unidades de Propiedad Conjunta Combinadas, el representante principal acreditará la totalidad de la Disponibilidad de Producción Física Horaria calculada de conformidad con lo establecido en la presente sección.
- En el caso de Unidades de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programadas, cada representante acreditará la porción de la Disponibilidad de Producción Física Horaria en cada Hora Crítica de acuerdo con su prelación para la curva de ofertas.

**Ejemplo 7**

**Disponibilidad de Producción Física Horaria de una Unidad de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programada**

Una Unidad de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programada tiene un representante principal y dos representantes no principales. De acuerdo con su registro de activos, declararon lo siguiente:

Representante	Parte de la Capacidad que representa de la UPC		Prelación para la curva de ofertas (Elegir una opción para cada RNP)	
	MW	% del total		
RP	40	40	<b>1</b>	
RNP1	40	40	<b>2</b>	<b>3</b>
RNP2	20	20	<b>2</b>	<b>3</b>
Capacidad Total (MW)	100			

Si la Disponibilidad de Producción Física Horaria en una Hora Crítica fue de 85 MW y siguiendo el orden de prelación, el representante principal acredita 40 MW, el representante no principal 1 acredita 40 MW y el representante no principal 2 acredita 5 MW.

Si la Disponibilidad de Producción Física Horaria en otra Hora Crítica fue de 65 MW y siguiendo el orden de prelación, el representante principal acredita 40 MW, el representante no principal 1 acredita 25 MW y el representante no principal 2 acredita 0 MW.

### 5.3.4 Disponibilidad de Producción Física Horaria para Unidades de Central Eléctrica intermitentes

- La Disponibilidad de Producción Física Horaria de las Unidades de Central Eléctrica clasificadas como intermitentes se expresará en MW y corresponderá a la cantidad física de energía aplicable a cada Hora Crítica para fines de liquidaciones de generación bajo las reglas del Mercado de Energía de Corto Plazo, correspondiente a la energía entregada en el Punto de Interconexión. Esa cantidad se reducirá por usos propios de energía antes de la entrega al Punto de Interconexión, pero no se reducirá por cantidades comprometidas contractualmente (por ejemplo, no será neta de energía contratada) y no se ajustará tampoco por pérdidas de transmisión o distribución que pudieran ocurrir más allá del Punto de Interconexión.
- Si la Unidad de Central Eléctrica experimentó una suspensión completa de actividades por mantenimiento planeado autorizado por el CENACE en un día que haya tenido tres o más Horas Críticas, la Disponibilidad de Producción Física Horaria se calculará tomando en cuenta lo siguiente:
  - Para las primeras dos Horas Críticas de ese día la Disponibilidad de Producción Física Horaria reflejará que la Unidad de Central Eléctrica se encontraba como no disponible en esas dos horas.

- (ii) Para la tercera Hora Crítica y cualquier Hora Crítica subsecuente de ese mismo día la Disponibilidad de Producción Física Horaria corresponderá al promedio de la Disponibilidad de Producción Física Horaria que tenga esa Unidad de Central Eléctrica en las demás Horas Críticas del año para el cual se realiza el cálculo.

### 5.3.5 Disponibilidad de Producción Física Horaria para Unidades de Central Eléctrica firmes

- (a) La Disponibilidad de Producción Física Horaria de las Unidades de Central Eléctrica clasificadas como firmes corresponderá a su disponibilidad máxima para producir energía neta de usos propios y será calculada para cada Hora Crítica conforme a la fórmula siguiente:

$$DPFH_{r,h} = OFc_{gmax,r,h} - c_{gna,r,h} + SM_{r,h} \cdot DPFprom_{r,a} \quad \forall rezp, h \in HC_{zp,a} \quad [MW]$$

Donde:

$DPFH_{r,h}$  es la Disponibilidad de Producción Física Horaria de una Unidad de Central Eléctrica firme  $r$  en la Hora Crítica  $h$ , medida en MW.

$OFc_{gmax,r,h}$  es la capacidad de generación máxima para la Unidad de Central Eléctrica firme  $r$  ofrecida en el Mercado de Tiempo Real en la hora  $h$  mediante la oferta de Límite de Despacho Económico Máximo, medida en MW. Este valor tomará valor de cero si la Unidad se ofrece en estatus "no disponible" en el Mercado de Tiempo Real, aunque se ofrezca un Límite de Despacho Económico Máximo mayor a cero. Si una Unidad de Central Eléctrica tuvo estatus de no disponible en el Mercado del Día en Adelanto, solo se podrá considerar disponible en el Mercado de Tiempo Real para efectos del presente numeral, si así lo declara el Generador que la representa, y su tiempo de notificación más tiempo de arranque es menor o igual a 2 horas.

$c_{gna,r,h}$  es la porción de la capacidad ofrecida que la Unidad de Central Eléctrica firme  $r$  no hubiera podido generar si el CENACE lo hubiera instruido para que la generara, medida en MW.

$SM_{r,h}$  tomará el valor 1 cuando ocurra una indisponibilidad de Unidad de Central Eléctrica firme  $r$  en la Hora Crítica  $h$  por salida a mantenimiento reprogramado por el CENACE, o bien para la tercera Hora Crítica y cualquier Hora Crítica subsecuente dentro de un día, cuando la Unidad esté indisponible por cualquier mantenimiento programado autorizado; y 0 en caso contrario.

$DPFprom_{r,a}$  es el promedio de la Disponibilidad de Producción Física Horaria de una Unidad de Central Eléctrica firme  $r$  en las demás Horas Críticas, medida en MW. Esto es equivalente a calcular la  $DPF_{r,a}$  usando únicamente las horas que no abarcan aquellas para las cuales  $SM_{r,h} = 1$ .

$HC_{zp,a}$  es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de Potencia  $zp$  donde se ubica el Recurso  $r$  en el año  $a$ .

- (b) La Disponibilidad de Producción Física Horaria sólo se acreditará hasta la oferta de Límite de Despacho Económico Máximo, por lo cual las capacidades adicionales reflejadas en el Límite de Despacho de Emergencia Máximo no se acreditarán. Lo anterior debido a que cada Unidad de Central Eléctrica deberá incluir en sus Límites de Despacho Económico Máximo todas las capacidades que se pueden utilizar de manera consistente.
- (c) La porción de la capacidad que no hubiera podido generar la Unidad de Central Eléctrica clasificada como firme si el CENACE le hubiera instruido para que la generara, se refiere al diferencial entre la cantidad de energía que instruyó el CENACE en el intervalo y la energía efectivamente entregada al sistema; salvo que la Unidad de Central Eléctrica clasificada como firme se encuentre en esa hora con el tratamiento de no despachable de acuerdo con la Base 10.3.5(b)(i)(G), en cuyo caso la porción de la capacidad no generada corresponderá al diferencial entre la capacidad de generación máxima de esa Unidad de Central Eléctrica que fue ofrecida en el Mercado en Tiempo Real y la energía efectivamente entregada al sistema.

- (d) Si la Unidad de Central Eléctrica firme tiene una limitante en el número de horas consecutivas que puede operar a su capacidad máxima (por ejemplo, sistemas de almacenamiento con limitaciones de almacenamiento y profundidad de descarga, centrales hidroeléctricas con limitaciones de almacenamiento en embalses, centrales de diésel con limitaciones de almacenamiento de combustible), se considerará que la Unidad de Central Eléctrica firme tiene limitaciones de operación continua y se sujetará a lo siguiente:
- (i) El Generador correspondiente deberá registrar, y mantener actualizadas, las limitaciones de operación continua al CENACE al momento de registrar los parámetros de las Unidades de Central Eléctrica firmes, de acuerdo con el procedimiento de registro de activos físicos establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (ii) El CENACE mantendrá un registro de Unidades de Central Eléctrica firmes que tengan limitaciones de operación continua y cuando exista evidencia que así lo demuestre, ya sea a través de las ofertas recibidas o del desempeño real de las Unidades de Central Eléctrica firmes, ajustará o modificará ese registro. El CENACE podrá además requerir información a los Generadores a fin de comprobar la existencia de las limitaciones de operación continua.
  - (iii) Las Unidades de Central Eléctrica firmes con limitaciones de operación continua no podrán acreditar la Disponibilidad de Producción Física Horaria en un número de Horas Críticas consecutivas que rebasen sus limitaciones de operación continua. Se considerará que la Disponibilidad de Producción Física Horaria es cero para las Horas Críticas consecutivas que rebasen dichas limitaciones. Dicha reducción se realizará aun cuando la Unidad de Central Eléctrica firme no fuera despachada.
  - (iv) Para efectos de la acreditación de Potencia en los términos de este Manual, las Unidades de Central Eléctrica firmes que requieran suministro de la red eléctrica para almacenar energía, deberán tener condiciones para operar a su capacidad máxima por un mínimo de seis horas consecutivas; el resto de las Unidades de Centrales Eléctrica firmes deberán tener condiciones para operar a su capacidad máxima por un mínimo de tres horas consecutivas. Las Unidades de Central Eléctrica que no cumplan con estas condiciones no podrán acreditar Potencia bajo la figura de Unidades de Central Eléctrica firmes, aun cuando se registren con estatus de firme. A fin de que se operen bajo la responsabilidad de sus representantes, estas Unidades sólo podrán acreditar Potencia si se registran con estatus de intermitente no-despachable, en cuyo caso se evaluarán bajo los criterios aplicables a las Unidades de Central Eléctrica intermitentes.

### Ejemplo 8

#### Disponibilidad de Producción Física para Unidades de Central Eléctrica Firmes

En enero de 2019 el CENACE debe calcular la Disponibilidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica firme "Mérida"\* en base a las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2018 (Año de Producción) en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" a la cual pertenece.

Dentro de las 100 Horas Críticas, la capacidad de generación máxima para la Unidad de Central Eléctrica "Mérida" ofrecida en el Mercado de Tiempo Real fue de 390 MW, excepto en dos horas, en que fue 378 MW. El CENACE instruyó a la Unidad de central Eléctrica "Mérida" a elevar su nivel de generación para llegar a un valor de 390 MW, es decir, su Capacidad de Generación Máxima Ofrecida en el Mercado de Tiempo Real. Ninguna de las horas críticas cumple los criterios para que la variable  $SM_{r,h}$  tome el valor 1 (indisponibilidad de Unidad de Central Eléctrica por salida a mantenimiento reprogramado por el CENACE, o bien para la tercera Hora Crítica y cualquier Hora Crítica subsecuente dentro de un día, cuando la Unidad esté indisponible por cualquier mantenimiento programado autorizado).

Hora Crítica	Nivel de Generación (MW) en Tiempo Real (A)	Capacidad de Generación Máxima (MW) Ofrecida en el Mercado de Tiempo Real" (B)	Instrucción de despacho del CENACE (C)	Instrucción del CENACE para aumentar el nivel de generación $D=\max(0,C-A)$	Disponibilidad de Producción Física Horaria Demostrada (B-D)
1-96	350.0	390.0	350.0	0.0	390.0
97	350.0	390.0	390.0	40.0	350.0
98	378.0	378.0	378.0	0.0	378.0
99	378.0	390.0	390.0	12.0	378.0
100	378.0	378.0	370.0	0.0	378.0

Entonces, la Disponibilidad de Producción Física Horaria de la Unidad de Central Eléctrica de la Unidad de Central Eléctrica "Mérida" es:

Para las Horas Críticas 1 a 96 se tiene:

$$DPFH_{r,h} = OFcgmax_{r,h} - cgn_{r,h} + SM_{r,h}DPFprom_{r,a}$$

$$DPFH_{M,1-96} = 390 - 0 + 0 \cdot DPFprom_{r,2018} = 390 \text{ MW}$$

Para la Hora Crítica 97 se tiene:

$$DPFH_{M,97} = 390 - 40 + 0 \cdot DPFprom_{r,2018} = 350 \text{ MW}$$

Para la Hora Crítica 98 se tiene:

$$DPFH_{M,98} = 378 - 0 + 0 \cdot DPFprom_{r,2018} = 378 \text{ MW}$$

Para la Hora Crítica 99 se tiene:

$$DPFH_{M,99} = 390 - 12 + 0 \cdot DPFprom_{r,2018} = 378 \text{ MW}$$

Finalmente para la Hora Crítica 100 se tiene:

$$DPFH_{M,100} = 378 - 0 \text{ MW} + 0 \cdot DPFprom_{r,2018} = 378 \text{ MW}$$

Para las HC 97 y 99, debido a que la Unidad de Central Eléctrica "Mérida" no logró demostrar la capacidad de Generación Máxima Ofrecida en el Mercado de Tiempo Real el CENACE reducirá su Capacidad de Producción Física Horaria.

Entonces, la Capacidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica "Mérida" será:

$$DPF_{r,2018} = \left( \sum_{h \in HC_{SIN,2018}} DPFH_{r,h} \right) / 100$$

$$DPF_{r,2018} = \frac{(96 \cdot 390 + 350 + 378 + 378 + 378)}{100} = 389.24 \text{ MW}$$

Adicionalmente, de acuerdo con la Base 11.5 de las Bases del Mercado y el numeral 5.5.3 a continuación, la Disponibilidad de Producción Física calculada para el año se **Reducirá por el 10% de la Capacidad Ofrecida que no estuvo Disponible en cada Prueba**, esto es:

En la prueba 1, Hora Crítica 97, la Capacidad Ofrecida que no estuvo Disponible fue de 40 MW, y de igual manera en la prueba 2, Hora Crítica 99, la Capacidad Ofrecida que no estuvo Disponible fue de 12 MW.

$$DPF_{r,2018} - (10\%_{prueba1} + 10\%_{prueba2}) = 389.24 - (4.0 + 1.2) = 384.04 \text{ MW}$$

### 5.3.6 Disponibilidad de Producción Física Horaria para los Recursos de Demanda Controlable

- (a) La Disponibilidad de Producción Física Horaria de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada corresponderá a la reducción de consumo que hayan ofrecido esos recursos al Sistema Eléctrico Nacional y será calculada para cada Hora Crítica conforme a la fórmula siguiente:

$$DPFH_{r,h} = \min(ORC_{r,h} - IRC_{r,h}, C_{r,h}) \quad \forall r \in zp, h \in HC_{zp,a} \text{ [MW]}$$

Donde:

$DPFH_{r,h}$  es la Disponibilidad de Producción Física Horaria para el Recurso de Demanda Controlable Garantizada  $r$  para la Hora Crítica  $h$ , medida en MW.

$ORC_{r,h}$  son las ofertas de reducción de consumo realizadas y corresponderán a las ofertas de compra sensibles al precio que hayan sido presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real con respecto al Recurso de Demanda Controlable Garantizada  $r$ , para la hora  $h$ , medidas en MW.

$IRC_{r,h}$  son las instrucciones de despacho que haya emitido el CENACE para activar las  $ORC_{r,h}$ , medidas en MW.

$C_{r,h}$  es el consumo medido del Recurso de Demanda Controlable Garantizada  $r$ , para la hora  $h$ , expresado en MW.

- (b) Un Recurso de Demanda Controlable Garantizada no podrá acreditar Disponibilidad de Producción Física Horaria en exceso de su consumo en una hora dada, aun cuando haya ofrecido reducir una cantidad mayor al consumo real.
- (c) Cuando un Recurso de Demanda Controlable Garantizada es activado por el CENACE, la potencia evitada no cuenta como parte de la Disponibilidad de Producción Física Horaria. En su lugar, esa potencia evitada se verá reflejada en la reducción de carga de energía de la Entidad Responsable de Carga que representa al Recurso de Demanda Controlable Garantizada en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual implicará una reducción en el Requisito Anual de Potencia para esa Entidad Responsable de Carga.
- (d) De manera similar, los Recursos de Demanda Controlable No Garantizada no podrán acreditar Disponibilidad de Producción Física Horaria, sin embargo, la activación de un Recurso de Demanda Controlable No Garantizada tendrá el efecto de una reducción del consumo de energía para la Entidad Responsable de Carga que lo represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual implicará una reducción en el Requisito Anual de Potencia para esa Entidad Responsable de Carga.
- (e) La Disponibilidad de Producción Física Horaria para los Recursos de Demanda Controlable será de cero para las Horas Críticas en las que el Recurso de Demanda Controlable no esté registrado con el estado de Recurso de Demanda Controlable Garantizada.
- (f) Si un Recurso de Demanda Controlable Garantizada tiene una limitante en el número de horas consecutivas en que pueda operar su reducción de consumo máximo, o bien, en el número total de horas de un día en que pueda operar su reducción de consumo máximo, se considerará que el Recurso de Demanda Controlable Garantizada tiene limitaciones de operación continua y se observará lo siguiente:
  - (i) La Entidad Responsable de Carga que lo represente deberá registrar, y mantener actualizadas, las limitaciones de operación continua o de operación por día, el que sea menor, al momento de registrar los parámetros de los Centros de Carga, de acuerdo con el procedimiento de registro de activos físicos establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
  - (ii) El CENACE mantendrá un registro de Recursos de Demanda Controlable que tengan limitaciones de operación continua o diaria y cuando exista evidencia que así lo demuestre, ya sea a través de las ofertas recibidas o de su desempeño real, ajustará o modificará ese registro. El CENACE podrá además requerir información a la Entidad Responsable de Carga a fin de comprobar la existencia de las limitaciones de operación continua o diaria.
  - (iii) Los Recursos de Demanda Controlable con limitaciones de operación continua no podrán acreditar la Disponibilidad de Producción Física Horaria en un número de Horas Críticas consecutivas que rebasen sus limitaciones de operación continua. Se considerará que la Disponibilidad de Producción Física Horaria es cero para las Horas Críticas consecutivas que rebasen dichas limitaciones. Dicha reducción se realizará aun cuando el Recurso de Demanda Controlable no fuera despachado.
  - (iv) Para efectos de la acreditación de Potencia en los términos de este Manual, los Recursos de Demanda Controlable Garantizada deberán tener condiciones para operar su reducción de consumo máximo por un mínimo de tres horas consecutivas. Los Recursos de Demanda Controlable que no cumplan con estas condiciones, no se considerarán como Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

### 5.3.7 Reglas adicionales para Recursos de Abasto Aislado

- (a) Para calcular la Disponibilidad de Producción Física de los Recursos en sistemas de Abasto Aislado se observarán las consideraciones adicionales siguientes:
- (i) La Disponibilidad de Producción Física Horaria contará para la Zona de Potencia en la que estén interconectados los sistemas de Abasto Aislado pero únicamente considerando las horas en las que esos sistemas se encuentren interconectados al Sistema Eléctrico Nacional.
  - (ii) Cuando los sistemas de Abasto Aislado no estén interconectados al Sistema Eléctrico Nacional en una o más Horas Críticas, la Disponibilidad de Producción Física Horaria y la Disponibilidad de Entrega Física Horaria para esas Horas Críticas será cero.
  - (iii) Cuando la Unidad de Central Eléctrica en sistemas de Abasto Aislado esté registrada como un Recurso de Generación Indirectamente Modelado, el cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria se basará en valores de generación estimados o medidos en los términos del Manual de Medición.
  - (iv) Para Recursos de Demanda Controlable Garantizada en sistemas de Abasto Aislado el cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria se basará en la cantidad no despachada estimada de carga flexible de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada y esa estimación será determinada por el CENACE conforme a lo previsto en el Manual de Medición.
  - (v) La demanda de energía eléctrica para los Centros de Carga en un sistema de Abasto Aislado no se toma en cuenta para el cálculo de la Capacidad Entregada de las Unidades de Central Eléctrica en el mismo sistema, y la disponibilidad de las Centrales Eléctricas en un sistema de Abasto Aislado tampoco se toma en cuenta para el cálculo de los Requisitos de Potencia de los Centros de Carga en el mismo sistema. Se calcula por separado la Capacidad Entregada y los Requisitos de Potencia asociados con un sistema de Abasto Aislado, sin restar uno del otro.
  - (vi) Los Participantes del Mercado que representen a esos Recursos en el Mercado Eléctrico Mayorista deberán entregar al CENACE, en un plazo no mayor a cinco días contados a partir del requerimiento correspondiente, la información que tengan en su poder y les sea requerida por el CENACE a fin de determinar la Disponibilidad de Producción Física Horaria de esos Recursos.

#### Ejemplo 9

#### Potencia Entregada del Sistema de Abasto Aislado

En enero de 2019 el CENACE debe calcular la Capacidad Entregada de la Unidad de Central Eléctrica firme en un sistema de Abasto Aislado: "Mérida" con base en las Horas Críticas ocurridas del año 2018 (Año de Producción) en la Zona de Potencia a la cual pertenece que es el "Sistema Interconectado Nacional".

De las Horas Críticas del año 2018 el sistema de Abasto Aislado "Mérida" estuvo interconectada al Sistema Interconectado Nacional sólo en 4 Horas Críticas. La siguiente Tabla muestra las Horas Críticas, así como la Disponibilidad de Producción Física Horaria (DPFH) en cada una de ellas, y la Disponibilidad de Entrega Física Horaria (DEFH) de la Unidad de Central Eléctrica en el sistema de Abasto Aislado "Mérida":

No. Hora Crítica del 2018	DPFH en MW de la Unidad de Central Eléctrica en sistema de Abasto Aislado	DEFH en MW de la Unidad de Central Eléctrica en sistema de Abasto Aislado
1-96	0.0	0.0
97	10.0	10.0
98	10.0	
99	10.0	
100	10.0	

La Disponibilidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica en el sistema de Abasto Aislado "Mérida" en el año 2018 debe ser calculada conforme a lo siguiente:

$$DPF_{r,2018} = \left( \sum_{h \in HC_{SIN,2018}} DPFH_{r,h} \right) / 100 = \frac{0.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0}{100} = \frac{40.0}{100} = 0.4 \text{ MW}$$

La Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica en el sistema de Abasto Aislado "Mérida", calculada durante el proceso de interconexión es (ver sección 5.4):

$$DEF_{r,2018} = \left( \sum_{h \in HC_{SIN,2018}} DEFH_{r,h} \right) / 100 = \frac{0.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0}{100} = \frac{40.0}{100} = 0.4 \text{ MW}$$

Por lo tanto la Capacidad Entregada de la Unidad de Central Eléctrica en el sistema de Abasto Aislado "Mérida" en el año 2018 corresponde a lo siguiente:

$$CE_{r,2018} = \text{mín}(DPF, DEF) = \text{mín}(0.4, 0.4) = 0.4 \text{ MW}$$

La Unidad de Central Eléctrica en el sistema de Abasto Aislado "Mérida" no tiene comprometida Potencia a través de Transacciones Bilaterales de Potencia.

Por lo cual el CENACE registrará para el Generador que haya representado en el MEM durante el año 2018 a la Unidad de Central Eléctrica de Abasto Aislado "Mérida", una Oferta de Venta de Potencia por 0.4 MW-año para el Mercado de Balance de Potencia en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional".

Cabe señalar que la demanda de energía eléctrica para los Centros de Carga en el sistema de Abasto Aislado "Mérida" no se toma en cuenta para el cálculo de la Capacidad Entregada de la Unidad de Central Eléctrica en el mismo sistema. Sin embargo, si la Central tuviera el mismo representante que los Centros de Carga, la oferta de dicho Participante de Mercado al Mercado de Balance de Potencia se basaría en la posición neta causada por la Central Eléctrica y los Centros de Carga.

#### 5.4 Cálculo de la Disponibilidad de Entrega Física

- 5.4.1 La Disponibilidad de Entrega Física de cada Recurso corresponderá al promedio de su Disponibilidad de Entrega Física Horaria y será calculada por el CENACE utilizando la fórmula siguiente:

$$DEF_{r,a} = \left( \sum_{h \in HC_{zp,a}} DEFH_{r,h} \right) / 100 \quad \forall r \in zp \quad [\text{MW}]$$

Donde:

$DEF_r$  es la Disponibilidad de Entrega Física del Recurso  $r$  para el año de Producción  $a$ , medida en MW.

$DEFH_{r,h}$  es la Disponibilidad de Entrega Física Horaria del Recurso  $r$ , en la Hora Crítica  $h$ , medida en MW, determinada por el CENACE conforme a lo previsto en el numeral 5.4.2.

$HC_{zp,a}$  es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de Potencia  $zp$  en la que se ubique el Recurso  $r$ , para el año de Producción  $a$ .

- 5.4.2 Salvo para la determinación inicial a que hace referencia el numeral 5.4.3 y el tratamiento de sistemas de Abasto Aislado en términos del siguiente inciso (d), el CENACE determinará la Disponibilidad de Entrega Física para cada Recurso durante el proceso de interconexión o conexión de ese Recurso al Sistema Eléctrico Nacional. Para ello deberán observarse las disposiciones siguientes:

- (a) Se utilizarán como referencia las Horas Críticas pronosticadas por el CENACE, al momento de realizar el cálculo. Las Horas Críticas usadas en el cálculo no se actualizarán con base en las Horas Críticas observadas en años posteriores.

- (b) La Disponibilidad de Entrega Física para un Recurso no se ajustará por la entrada en operación de Centrales Eléctricas ni por la indisponibilidad real de las redes que ocurra con posterioridad a la determinación original de la Disponibilidad de Entrega Física.
- (c) No obstante lo anterior, la Disponibilidad de Entrega Física podrá evaluarse nuevamente cuando se actualice alguna de las condiciones siguientes, en cuyo caso para el cálculo de Horas Críticas Pronosticadas se tomarán en cuenta las Horas Críticas del año completado más reciente:
  - (i) Si quien representa al Recurso en el Mercado Eléctrico Mayorista, a su elección, solicita una nueva evaluación para la Disponibilidad de Entrega Física del Recurso en términos del Manual de Interconexión, en cuyo caso se tomarán en cuenta las consideraciones siguientes:
    - (A) La solicitud de nueva evaluación deberá ser presentada al CENACE a través de la Oficialía de Partes Electrónica del Sistema de Información del Mercado y para cada Recurso en forma independiente, incluyendo el id del Recurso para el que aplica la solicitud.
    - (B) Deberá acompañarse a cada solicitud el cambio en circunstancias que origina la misma (por ejemplo, el retiro de una Central Eléctrica o el crecimiento de demanda cercana al Recurso) en formato libre, incluyendo una descripción los elementos que sustentan el recálculo.
    - (C) El CENACE deberá notificar al solicitante sobre la procedencia de la solicitud dentro de los treinta días siguientes a la fecha de su presentación.
    - (D) La solicitud no será considerada como procedente cuando incumpla con cualquier requisito de los previstos en los apartados (A) y (B) anteriores o cuando previamente se haya presentado otra solicitud con los mismos elementos que sustentan el recálculo y el CENACE haya determinado la no modificación de la Disponibilidad de Entrega Física del Recurso de que se trate, salvo que hayan transcurrido al menos dos años desde la fecha en que haya sido notificada la no modificación.
    - (E) Si la solicitud es considerada como procedente, el CENACE hará la nueva evaluación de Disponibilidad de Entrega Física dentro de los plazos previstos en el Manual de Interconexión.
  - (ii) Si ocurre un cambio planeado en la configuración de la red, por ejemplo, la adición de una nueva línea de transmisión, en cuyo caso se tomarán en cuenta las consideraciones siguientes:
    - (A) En casos donde estén programados cambios en la configuración de la red para el año inmediato siguiente, y donde estos cambios planeados ya se hubieren evaluado preliminarmente, entonces la Disponibilidad de Entrega Física preliminar para el año inmediato siguiente se convertirá en la Disponibilidad de Entrega Física real para el Recurso de que se trate.
    - (B) De existir otros cambios a la configuración de la red planeados para el año inmediato siguiente que no hubieren sido considerados en el modelado preliminar, entonces se deberá volver a realizar un ejercicio de modelado en el año inmediato anterior al año en el que se espera ocurra el cambio de configuración de red que requirió el nuevo ejercicio de modelado pero a más tardar dos meses antes del cierre del año en el que se debe realizar el ejercicio de modelado.
    - (C) En estos casos la Disponibilidad de Entrega Física no podrá reducirse pero sí incrementarse.
- (d) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria de los Recursos en sistemas de Abasto Aislado será cero para las horas en las cuales dichos sistemas no se encuentren interconectados al Sistema Eléctrico Nacional. La Disponibilidad de Entrega Física Horaria tendrá el valor determinado en los estudios de interconexión, para las horas en las cuales dichos sistemas se encuentren interconectados al Sistema Eléctrico Nacional. Por lo tanto, la Disponibilidad de Entrega Física de esos Recursos se calculará en cada año.

**5.4.3** El proceso para determinar los distintos valores de Disponibilidad de Entrega Física Horaria para los Recursos que ya se encuentren conectados o interconectados al Sistema Eléctrico Nacional al momento en que el CENACE realice el cálculo de la Disponibilidad de Entrega Física para el primer Mercado para el Balance de Potencia será el siguiente:

- (a) El CENACE calculará la Disponibilidad de Entrega Física para cada Recurso que se encuentre registrado en el Mercado Eléctrico Mayorista y que no se retire de operaciones en el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (b) El CENACE realizará este cálculo a más tardar 3 meses previos al primer Mercado para el Balance de Potencia.

**5.4.4 Determinación de la Disponibilidad de Entrega Física Horaria**

- (a) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria corresponde a la porción de la Capacidad Instalada de un Recurso que, al momento de analizar su conexión o interconexión, se espera pueda contribuir al suministro de demanda para cada una de las Horas Críticas en la Zona de Potencia en la que esté ubicado ese Recurso.
- (b) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria será determinada por el CENACE para cada Recurso de conformidad con lo siguiente:
  - (i) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria será calculada considerando la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión programada para el primer año de operación del Recurso. El análisis se llevará a cabo al momento de realizar los estudios de conexión o interconexión.
  - (ii) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria será evaluada en un modelo de planeación suponiendo que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en condiciones normales de operación. El modelo supondrá que toda la infraestructura de la red está disponible para operación (sin salidas de elementos de las redes transmisión o distribución) excepto cuando se requieran salidas para conservar (n-1) u otros requisitos de Confiabilidad en base a un modelo con vistas a futuro. Por lo anterior, las indisponibilidades reales que ocurran en las redes de transmisión y distribución con posterioridad a los estudios de interconexión no tendrán impacto en el cálculo de la Disponibilidad de Entrega Física Horaria.
  - (iii) La configuración de red utilizada en el modelo de planeación deberá corresponder con la configuración de red esperada para el año para el cual se está determinando la Disponibilidad de Entrega Física Horaria. Las Horas Críticas utilizadas para el modelado serán las pronosticadas por el CENACE.
  - (iv) En caso de que se hayan programado obras relevantes de Transmisión o Distribución para su entrada en operación en años posteriores al primer año de operación del Recurso, el CENACE podrá calcular una Disponibilidad de Entrega Física preliminar, que será vigente una vez que dichas obras entren en operación. Al verificarse dicha entrada en operación, el CENACE actualizará la Disponibilidad de Entrega Física en los términos del numeral 5.4.2 (c) (ii) (A).
- (c) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria de un Recurso se calculará de conformidad con las siguientes disposiciones:
  - (i) Para cada evaluación de la Disponibilidad de Entrega Física Horaria, o bien, para el cálculo de cada nueva conexión o interconexión de Recurso, el CENACE llevará a cabo un análisis de la Disponibilidad de Entrega Física Horaria.
  - (ii) El análisis determinará la Disponibilidad de Entrega Física Horaria del NodoP o grupo de NodosP donde el Recurso le inyecte energía o reduzca el consumo en la Red Nacional de Trasmisión o las Redes Generales de Distribución.
  - (iii) El análisis de la Disponibilidad de Entrega Física Horaria deberá utilizar los mismos modelos de red y principios de modelado que el CENACE utiliza para determinar los refuerzos mínimos que requiere la Red Nacional de Trasmisión o las Redes Generales de Distribución para llevar a cabo la interconexión de una Central Eléctrica o la conexión de un Centro de Carga propuesto, según se establece en el Manual de Interconexión.

- (iv) Para los modelos de simulación utilizados en el estudio de Disponibilidad de Entrega Física Horaria el CENACE hará las siguientes suposiciones:
- (A) La demanda del sistema será modelada a niveles pronosticados, sin re-despacho.
  - (B) Se considerará que todos los Recursos existentes *en el área afectada por el Recurso bajo estudio* generan a sus niveles de producción o consumo históricos en la Hora Crítica de que se trate, sin re-despacho, pero el CENACE excluirá los Recursos que se hayan retirado o hayan programado un retiro que surtirá efectos antes del año que se esté modelando. Los niveles de generación o consumo de Recursos de Demanda Controlable Garantizada históricos utilizados serán el promedio simple de los niveles de generación o consumo de Recursos de Demanda Controlable Garantizada históricos de las distintas Horas Críticas.
  - (C) Se considerará que todos los demás Recursos existentes *en áreas distintas al área afectada por el Recurso bajo estudio* son flexibles con respecto a sus niveles de generación o consumo histórico, permitiendo su re-despacho con el fin de dar cabida a la energía del Recurso bajo estudio; sin embargo, el CENACE excluirá los Recursos que se hayan retirado o hayan programado un retiro que surtirá efectos antes del año que se esté modelando.
  - (D) El CENACE también incluirá los Recursos que hayan entrado en operación desde el cierre del año del que provienen las Horas Críticas históricas y aquellos Recursos que hayan establecido prioridad en el proceso de conexión o interconexión para el año que se esté modelando.
- (v) El CENACE verificará si la totalidad de la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio se puede entregar sin la necesidad de refuerzos o trabajos adicionales en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución empleando para ello el o los modelados anteriormente descritos.
- (vi) Si la totalidad de la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio puede ser entregada *sin* la necesidad de trabajos adicionales en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución se considerará lo siguiente:
- (A) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria para cada Hora Crítica será equivalente a la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio. Como resultado de ello, la Disponibilidad de Entrega Física será igual a la Capacidad Instalada, salvo en el supuesto señalado en el apartado (B) siguiente.
  - (B) Si el Recurso entra en operación comercial inicial o se retira durante el año de que se trate, entonces su Disponibilidad de Producción Física Horaria será de cero en las Horas Críticas que ocurran antes de que entre en operación comercial o en las Horas Críticas que ocurran después de su retiro.
- (vii) Cuando la totalidad de la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio no pueda ser entregada a menos que existan trabajos adicionales en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que permitan que la Capacidad Instalada del Recurso pueda ser entregada, y el solicitante de la interconexión haya decidido no realizar dichos trabajos adicionales, se considerará lo siguiente:
- (A) El CENACE reducirá en varias iteraciones la capacidad del Recurso bajo estudio y volverá a realizar el modelado hasta que pueda determinarse la potencia que sea factible de entregarse con una precisión de más o menos 5 MW, sin la necesidad de trabajos adicionales en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.
  - (B) La Disponibilidad de Entrega Física Horaria para cada Hora Crítica corresponderá a la potencia que pueda ser entregada según se determine en el modelado iterativo a que hace referencia el apartado (A) anterior.
  - (C) Si el Recurso tiene su operación comercial inicial o si se retira durante el año modelado, entonces su Disponibilidad de Producción Física Horaria será de cero en las Horas Críticas que ocurran antes de que entre en operación comercial y en las Horas Críticas que ocurran después de su retiro.

**5.4.5 Disponibilidad de Entrega Física Horaria para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero**

- (a) Para considerar que una Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero puede contribuir al suministro de la demanda en las Horas Críticas de la Zona de Potencia en la que esté ubicado el punto que lo interconecte con el Sistema Eléctrico Nacional y que, por lo tanto, el CENACE deberá determinar y tomar en cuenta su Disponibilidad de Entrega Física Horaria, será indispensable que la potencia que sea puesta a disposición del Sistema Eléctrico Nacional no sea de carácter contingente al sistema eléctrico vecino, por lo cual se requerirá cumplir con al menos una de las condiciones siguientes:
- (i) Que el Generador que la represente en el Mercado Eléctrico Mayorista demuestre, a satisfacción del CENACE, que la infraestructura instalada no tiene la capacidad para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo, por lo que únicamente se puede interconectar directamente al Sistema Eléctrico Nacional. Para efectos de lo anterior:
- (A) Se considerará que la infraestructura instalada tiene la capacidad para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo cuando la interconexión se puede lograr a través de maniobras u obras dentro de una subestación y sus cercanías.
- (B) Para comprobar que la infraestructura instalada no tiene la capacidad para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo, el Generador deberá presentar al CENACE una declaración suscrita por un perito en la materia que así lo manifieste y que explique el por qué no se actualiza el criterio a que se refiere el apartado (A) anterior y describa las obras mínimas que se requerirían para interconectar la Unidad de Central Eléctrica con el sistema eléctrico foráneo.
- (C) Se entenderá que la infraestructura instalada no tiene la capacidad para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo, únicamente cuando se demuestre que no existe continuidad eléctrica al sistema eléctrico foráneo por medio de un cable conductor y que dicha continuidad no se pueda establecer a través de cualquier equipo de maniobra que esté efectivamente instalado, y que, además, para contar con dicha continuidad o con la posibilidad de establecerla se requerirían obras con un tiempo de ingeniería, procura y construcción de tres o más meses.
- (D) El CENACE evaluará la información que en su caso presente el Generador y podrá rechazarla en caso de que no sea fehaciente. La presentación de información falsa o fraudulenta podrá motivar la terminación del Contrato de Participante del Mercado del Generador y la aplicación de las sanciones que procedan en términos de las leyes aplicables.
- (ii) Que el Generador que la represente en el Mercado Eléctrico Mayorista presente al CENACE los compromisos vinculantes que tenga celebrados con la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo (cuando sea distinto a lo anterior) y los reguladores jurisdiccionales, que garanticen que la continuidad de la exportación a México asociada con la Disponibilidad de Entrega Física Horaria no será interrumpida para desviar la entrega de Potencia de las Unidades de Central Eléctrica correspondientes al sistema eléctrico foráneo, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme. Para efectos de lo anterior, el compromiso que presente el Generador deberá constar por escrito, tener la forma de renuncia y estar firmado por las personas legalmente autorizadas por las autoridades de Confiabilidad, el o los operadores del sistema eléctrico foráneo y los reguladores que, en su caso, tengan jurisdicción sobre la continuidad de la exportación a México de la Unidad de Central Eléctrica para la cual se solicita el compromiso vinculante, así como identificar la vigencia del compromiso. Adicionalmente, aplicarán las siguientes consideraciones:
- (A) Las autoridades de Confiabilidad competentes en el sistema eléctrico vecino, deberán declarar, por escrito, que el compromiso vinculante suscrito por el operador del sistema se permite y se podrá cumplir sin violar los estándares de confiabilidad aplicables en el sistema eléctrico.

- (B) En caso de que el/los regulador(es) del sector eléctrico en el punto de exportación no tengan jurisdicción sobre la continuidad de la exportación a México de la Unidad de Central Eléctrica para la cual se solicita el compromiso vinculante, dicha falta de jurisdicción se deberá comprobar mediante uno de los siguientes:
- (I) El Generador podrá presentar un escrito firmado por las personas legalmente autorizadas de el/los regulador(es), en el cual declaren dicha falta de jurisdicción.
  - (II) Cuando alguna organización sea la única que tiene jurisdicción sobre la continuidad de la exportación a México de la Unidad de Central Eléctrica para la cual se solicita el compromiso vinculante, el Generador podrá presentar un escrito firmado por las personas legalmente autorizadas de dicha organización, en el cual declare, además de la renuncia establecida en el apartado (A), que ninguna otra organización tiene jurisdicción. En este caso, al Generador no le serán requeridas renunciaciones adicionales.
  - (III) A solicitud expresa de un Generador y ante la evidencia presentada por el mismo, la CRE, con base en las facultades de confiabilidad establecidas en la fracción XLII del artículo 12 de la Ley de la Industria Eléctrica, podrá determinar, y notificar por escrito al Generador, que no hay reguladores jurisdiccionales que tengan injerencia en el compromiso vinculante del Generador en el sistema eléctrico vecino; en cuyo caso, al Generador no le será requerida la renuncia de los reguladores jurisdiccionales.
- (C) En el caso de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en los Estados Unidos, el compromiso establecido en el apartado (A), sujeto a lo establecido en el inciso (B), significa que las siguientes organizaciones deberán presentar renunciaciones:
- (I) La Organización de Transmisión Regional u Operador Independiente del Sistema (de existir alguna), cuyo territorio de servicio abarque la ubicación de la Unidad de Central Eléctrica. Por ejemplo, ERCOT o CAISO.
  - (II) En el caso de que la Unidad de Central Eléctrica no esté ubicada dentro del territorio de una Organización de Transmisión Regional u Operador Independiente del Sistema, entonces la renuncia a la que se refiere la fracción (I) anterior deberá ser realizada por la organización que sea la autoridad de balanceo (Balancing Authority) o equivalente para el Área de Control en la cual se ubica la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, Servicios Públicos de Nuevo México (PNM) en el estado de Nuevo México, Servicios Públicos de Arizona (APS) o Energía Eléctrica de Tucson (TEP) en Arizona, Distrito de Irrigación Imperial (IID) en California o Compañía de Electricidad de El Paso (EPE) en Texas.
  - (III) La(s) Organización(es) de Transmisión regionales u Operador(es) Independiente(s) del Sistema, si son distintas a las establecidas en la fracción (I), y cualesquiera otras autoridades de balanceo si son diferentes a las establecidos en la fracción (II), que abarque(n) la(s) ruta(s) de transmisión natural(es) entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.
  - (IV) La Comisión de -Servicios Públicos estatal -The state Public Utilities Commission, Commerce Commission o equivalente- (Reguladora Estatal) del estado en los Estados Unidos en el que se ubique la Unidad de Central Eléctrica y que abarque(n) la(s) ruta(s) de transmisión natural(es) entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.
  - (V) La Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC).
  - (VI) La Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC).
  - (VII) El coordinador de Confiabilidad regional que se asocie con NERC en la Región en la que esté ubicada la Unidad de Central Eléctrica si es distinto a las organizaciones antes abarcadas en los pasos anteriores, por ejemplo, Peak Reliability, que funge esta función en la Región de WECC, o Texas Reliability Entity.

- (D) En el caso de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en Guatemala, el paso establecido en el apartado (A) significa que las siguientes organizaciones deberán presentar renunciaciones.
- (I) El Administrador de Mercado Mayorista de Guatemala (AMM).
  - (II) El Ente Operador Regional (EOR).
  - (III) La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) Guatemala, Centro América.
  - (IV) El Instituto Nacional de Electrificación (INDE).
- (E) En el caso de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en Belice, el paso establecido en el apartado (A) aplicará lo correspondiente a los apartados (C) y (D) con las autoridades equivalentes en su país.
- (iii) Que el CENACE, con la autorización de la CRE, celebre un convenio con el operador del sistema eléctrico foráneo y con los reguladores jurisdiccionales, que garantice que la continuidad de las exportaciones a México asociadas con la Disponibilidad de Entrega Física Horaria no será interrumpida para desviar la entrega de potencia de las Unidades de Central Eléctrica correspondientes al sistema eléctrico foráneo, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme. Los requisitos y aclaraciones de la disposición 5.4.5(a)(ii) también aplicarán al presente subinciso.
- (b) Se considerará que la potencia ofrecida o entregada por la Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero es contingente al sistema eléctrico foráneo y, por lo tanto, no apta para que a ese Recurso se le reconozca Disponibilidad de Entrega Física Horaria, cuando se actualice cualesquiera de los supuestos siguientes:
- (i) Si en los compromisos considerados en el subinciso (ii) del inciso (a) anterior o en los convenios considerados en el subinciso (iii) de ese mismo inciso (a) cualquier ente distinto al CENACE queda facultado para interrumpir la exportación sin pedirle autorización al CENACE, aunque requiera la notificación o coordinación.
  - (ii) Si cualquier permiso o autorización aplicable a la exportación expresamente declare que la exportación a México podrá ser interrumpida para desviar la entrega de Potencia de las Unidades de Central Eléctrica correspondientes al sistema eléctrico foráneo, cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme.
  - (iii) El Generador que represente a la Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero (en el caso del subinciso (ii) del inciso (a) anterior) o el CENACE (en el caso del subinciso (iii) del inciso (a) anterior) no obtenga del operador del sistema eléctrico foráneo en cuyo territorio se ubique la Unidad de Central Eléctrica, una confirmación por escrito de que la potencia de esa Central Eléctrica no contribuye en el mercado de Potencia (en caso de que exista) del sistema eléctrico foráneo ni para el cumplimiento de los requisitos de Potencia del equivalente a las Entidades Responsables de Carga del sistema eléctrico foráneo.
  - (iv) Si el Generador que representa a la Unidad de Central Eléctrica de la que se pretende exportar cierta cantidad de potencia a México vía interconexiones sistema-a-sistema no comprueba al CENACE que ha reservado y obtenido en el sistema de transmisión extranjero un servicio de transmisión firme desde la Unidad de Central Eléctrica hasta el nodo del Sistema Eléctrico Nacional que represente el punto de interconexión en México, o bien, no demuestra la capacidad de entrega de la generación hacia México. Además, aplicarán las siguientes consideraciones:
    - (A) Para comprobar lo anterior, el Generador deberá presentar una declaración escrita, de todos los operadores de los Sistema Eléctricos Vecinos que operen en los territorios entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.
    - (B) La declaración deberá ser firmada por la(s) persona(s) legalmente autorizadas por el o los operadores de los Sistemas Eléctricos Vecinos.

(C) Las Unidades de Central Eléctrica deberán estar registradas como activos físicos ante el CENACE, por el Generador que las represente en el Mercado Eléctrico Mayorista; y deberán sujetarse a todas las Reglas del Mercado que les sean aplicables para la acreditación de Potencia. El CENACE realizará las instrucciones y pruebas que les sean aplicables en coordinación con el operador del sistema extranjero.

(c) La comunicación entre el CENACE y quienes representen a las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero que participen o pretendan participar en el Mercado de Balance de Potencia será en idioma Español.

#### 5.4.6 Disponibilidad de Entrega Física Horaria para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en México con interconexión al Sistema Eléctrico Nacional y a un sistema eléctrico foráneo

(a) Las Unidades de Central Eléctrica instaladas en territorio nacional y que estén registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista, pero que a su vez tengan una interconexión directa a un sistema eléctrico foráneo por medio de un cable conductor o que puedan establecer dicha interconexión a través de cualquier equipo de maniobra que esté efectivamente instalado, podrán acreditar Disponibilidad de Entrega Física cuando no se incluyan en ningún contrato de interconexión con el sistema eléctrico foráneo, o cuando su contrato de interconexión con el Transportista en México establezca que bajo cualquier condición que se presente en el sistema eléctrico foráneo, el CENACE tendrá jurisdicción para interrumpir la exportación de manera inmediata y ordenar la interconexión inmediata de la Unidad de Central Eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional.

(b) El contrato de interconexión con el Transportista en México podrá prever que el CENACE, a solicitud del Participante del Mercado que representa a la Unidad de Central Eléctrica, emita un escrito en forma de renuncia en el cual cede a un sistema eléctrico foráneo su derecho para interrumpir las exportaciones de dicha Unidad de Central Eléctrica en periodos específicos. El CENACE deberá incluir en el escrito la vigencia de la renuncia. Los procedimientos para evaluar y programar dichas solicitudes se establecerán en el Manual de Programación de Salidas, el cual distinguirá entre las solicitudes de renuncia para exportación y las solicitudes de mantenimiento.

(c) En todos los casos en que no se cumpla con las disposiciones establecidas en el inciso (a), la Disponibilidad de Entrega Física de las Unidades de Central Eléctrica que tengan una interconexión en México y, a su vez, en un sistema eléctrico foráneo será cero y, por lo tanto, no les será acreditada Potencia.

(d) En los periodos en los que el CENACE haya cedido su derecho a interrumpir exportaciones, las Unidades de Central Eléctrica no estarán sujetas a ofrecer la totalidad de sus capacidades disponibles para producir energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos, de conformidad con la Base 18.5.6.

(e) Cuando el CENACE apruebe la solicitud a la que se refiere el inciso (b), la Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica será calculada anualmente, una vez que se hayan determinado las Horas Críticas del último año concluido. Dicho cálculo será usado como la Disponibilidad de Entrega Física para efectos del cálculo de la Capacidad Entregada, establecida en el numeral 5.2.1.

(f) El cálculo referido en el inciso (e) para la Disponibilidad de Entrega Física Horaria anual, se realizará conforme a la siguiente fórmula:

$$DEF_{x,r,a} = \frac{DEF_r \cdot nHCd_{zp,a}}{100}$$

Donde:

$DEF_{x,r,a}$  es la Disponibilidad de Entrega Física calculada para un Recurso  $r$  para el que fue aprobada una solicitud de cesión de derechos a interrumpir exportaciones, en el año  $a$ .

$DEF_r$  es la Disponibilidad de Entrega Física del Recurso, calculada conforme a lo previsto en la sección 5.4.1.

$nHCd_{zp,a}$  es el número de Horas Críticas observadas en la Zona de Potencia  $zp$ , que ocurrieron fuera de los periodos específicos en los que el CENACE haya renunciado a su derecho a interrumpir exportaciones del Recurso  $r$  en el año  $a$ .

**5.4.7 Cesión de la Disponibilidad de Entrega Física**

- (a) La Disponibilidad de Entrega Física de una Unidad de Central Eléctrica podrá ser cedida total o parcialmente a un participante para su aplicación a otra Unidad de Central Eléctrica a través de un acuerdo de voluntades.
- (b) La cantidad máxima de Disponibilidad de Entrega Física que una Unidad de Central Eléctrica puede ceder para su aplicación a otra Unidad de Central Eléctrica será igual a lo que resulte de la Disponibilidad de Entrega Física calculada menos la Potencia asociada a Contratos de Cobertura Eléctrica vigentes para compraventa de Potencia asociadas con la Unidad de Central Eléctrica, salvo que la cancelación o reasignación de dichos contratos se condicione en la cesión de Disponibilidad de Entrega Física.
- (c) Se emitirá una Guía Operativa que establecerá los procedimientos para gestionar el incremento en la Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica cesionaria conforme a los incisos anteriores, así como el correspondiente decremento en la Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica cedente.

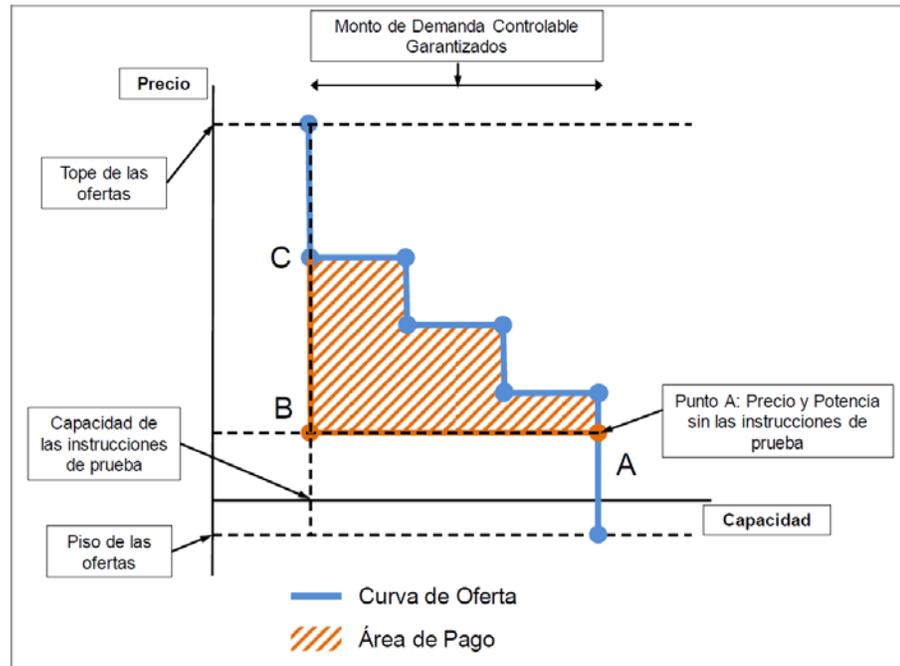
**5.5 Validación de la Disponibilidad de Producción Física**

**5.5.1** El CENACE monitoreará la disponibilidad real de los Recursos y para ello podrá emitir instrucciones de prueba para el Mercado de Tiempo Real en los términos del numeral 5.5.2.

**5.5.2 Instrucciones de prueba para el Mercado de Tiempo Real**

- (a) Las instrucciones de prueba que emita el CENACE tendrán por objeto comprobar la disponibilidad real de cada Recurso. Dado que la Disponibilidad de Producción de Física Horaria de cada Recurso depende de las ofertas realizadas respecto a esos Recursos en el Mercado de Tiempo Real, las instrucciones de prueba serán para el Mercado de Tiempo Real.
- (b) El CENACE podrá emitir instrucciones de prueba incluso si el Recurso está fuera de mérito.
- (c) Las Unidades de Central Eléctrica tendrán derecho a la Garantía de Suficiencia de Ingresos correspondiente de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo cuando su operación responda a una instrucción de prueba.
- (d) Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada también serán compensados cuando respondan a una instrucción de prueba para reducir su consumo en una cantidad determinada de conformidad con un esquema de compensaciones que será desarrollado por el CENACE con base en lo siguiente:
  - (i) El monto de la compensación será el excedente perdido de consumidores para el Centro de Carga involucrado en las instrucciones de prueba debido a esas instrucciones de prueba lo cual corresponde al área de una forma determinada conforme a lo siguiente:
    - (A) El CENACE determinará la cantidad de demanda del Centro de Carga que hubiera sido suministrada de no haber sido por las instrucciones de prueba y el Precio Marginal Local correspondiente que hubiera recibido el Centro de Carga de no haber sido por las instrucciones de prueba (esto es el Punto A en la Figura 1 siguiente).
    - (B) La forma estará delimitada en la parte inferior por una línea horizontal que recorre del punto A, a un punto con el mismo precio pero con una cantidad equivalente al consumo real del Centro de Carga considerado debido a la instrucción de reducción de consumo de prueba (esto es el Punto B en la Figura 1 siguiente).
    - (C) La forma estará delimitada a la izquierda por una línea vertical desde el Punto B al punto en la curva de oferta con la misma cantidad que el Punto B (esto es el Punto C en la Figura 1 siguiente y corresponde al precio más bajo de la curva de demanda elástica en dicha cantidad, es decir el precio más bajo en la cantidad B de la oferta de Demanda Controlable Garantizada).
    - (D) La forma estará delimitada en la parte superior por la curva de oferta entre el Punto C y el Punto A.

**Figura 1: Pago por Instrucciones de Prueba para Recursos de Demanda Controlable Garantizada**



- (ii) El CENACE podrá desarrollar un esquema de compensación distinto al descrito en el subinciso anterior cuando ello resulte más adecuado. El nuevo esquema de compensación será utilizado siempre y cuando sea dado a conocer a los Participantes del Mercado de manera oportuna.
- (e) Las instrucciones de despacho de prueba deberán seguir los procedimientos que dispone el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (f) El CENACE emitirá instrucciones de despacho de prueba en el Mercado de Tiempo Real conforme a lo siguiente:
  - (i) En el caso de una Unidad de Central Eléctrica, el CENACE instruirá al Generador que represente a la Unidad de Central Eléctrica para que la opere hasta el límite de despacho económico máximo en el Mercado de Tiempo Real.
  - (ii) En el caso de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, el CENACE instruirá a la Entidad Responsable de Carga que represente al Centro de Carga para que opere a un nivel de carga correspondiente al 100% de reducción de la demanda controlable garantizada. Dichas instrucciones de prueba deberán ser emitidas cuando el Centro de Carga esté consumiendo, al momento de sus instrucciones de despacho, un nivel de MW que sea mayor a la cantidad de las instrucciones de despacho de prueba.
- (g) Cada Unidad de Central Eléctrica deberá cumplir con la instrucción de prueba en forma tal que se respeten las limitaciones de tiempo especificadas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para instrucciones de despacho y para los demás Manuales aplicables, las cuales podrán estar basadas en:
  - (i) la tasa de rampa de la Unidad de Central Eléctrica;
  - (ii) la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, las Unidades de Central Eléctrica nucleares pueden tener requisitos especiales para su respuesta a instrucciones de prueba; o bien,
  - (iii) el estado de la Unidad de Central Eléctrica al momento de las instrucciones, por ejemplo, si está desconectada o conectada, y si está conectada, si está operando a su límite de despacho de emergencia mínimo, a su límite de despacho económico mínimo, a su límite de despacho económico máximo, a su límite de despacho de emergencia máximo o a algún otro nivel.
- (h) Cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada deberá cumplir la instrucción de prueba en forma tal que se respeten las limitaciones de tiempo especificadas en el Manual de Seguimiento de Instrucciones de Despacho para instrucciones de despacho, las cuales podrán estar basadas en:

- (i) la tasa de rampa del Centro de Carga considerado;
  - (ii) el tiempo de notificación al Centro de Carga considerado; o bien,
  - (iii) el estado del Centro de Carga considerado al momento de las instrucciones, por ejemplo, si está desconectado o conectado, y si está conectado, si está operando a su límite de despacho económico mínimo, a su límite de despacho de emergencia mínimo, a su límite de despacho económico máximo, a su límite de despacho de emergencia máximo o a algún otro nivel.
- (i) El CENACE liberará al Recurso de las obligaciones que tenga para proporcionar Servicios Conexos durante la prueba.
  - (j) Transcurridos los límites de tiempo aplicables para alcanzar el nivel asociado con las instrucciones de despacho, se evaluará el Recurso durante los 60 minutos siguientes, pudiendo extenderse al límite de operación continua del Recurso, y el CENACE medirá la producción promedio de la Unidad de Central Eléctrica o el consumo promedio del Recurso de Demanda Controlable Garantizada durante ese periodo.
  - (k) Transcurrido el periodo que se menciona en el inciso anterior, el CENACE reanudará el despacho para el Recurso conforme a los resultados de los modelos de los Mercados de Corto Plazo, es decir, tratándolos de la misma manera que a los demás Recursos. Al correr dichos modelos el CENACE considerará el estado operativo actual del Recurso debido a las instrucciones de prueba.
  - (l) Las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista relacionadas a las pruebas serán llevadas a cabo entre CENACE y los Generadores que las representen de conformidad con lo dispuesto en el presente Manual y las demás Reglas del Mercado que resulten aplicables, aun cuando la Central Eléctrica tenga un propietario distinto al Generador. Las liquidaciones entre el Generador y el propietario en relación con dichas pruebas se llevarán a cabo en términos del contrato celebrado entre esas dos partes.
- 5.5.3** Salvo en los supuestos a que hace referencia el numeral 5.5.4, cada vez que un Recurso no haya tenido disponible la capacidad ofrecida en el Mercado de Tiempo Real, ya sea en virtud de una instrucción de prueba o del despacho normal, la Disponibilidad de Producción Física (anual) que sea calculada para ese Recurso se verá reducida por el 10% de la capacidad ofrecida que no haya estado disponible. Por ejemplo, si la Disponibilidad de Producción Física de un Recurso fue de 100 MW y durante el Año de Producción incurrió en dos eventos en los que no estuvo disponible a una instrucción del CENACE sobre una capacidad que ofreció en el Mercado de Tiempo real, una por 10 MW (la oferta fue de 100 MW, la instrucción del CENACE fue 60 MW y el Recurso generó 50 MW; por lo tanto, la reducción es de 1 MW) y otra por 5 MW (la oferta fue de 100 MW, la instrucción del CENACE fue 80 MW y el Recurso generó 75 MW; por lo tanto, la reducción es de 0.5 MW); la reducción acumulada es de 1.5 MW, por lo que su Disponibilidad de Producción Física se ajustará a 98.5 MW. El CENACE llevará un registro anual de los Recursos que hayan incurrido en tal situación y de las capacidades que hayan ofrecido y que no hayan estado disponibles, a fin de que esa información sea tomada en cuenta para hacer la reducción correspondiente al determinar la Disponibilidad de Producción Física para cada Recurso en los términos de las secciones anteriores de este Capítulo 5.
- 5.5.4** La reducción a que hace referencia el numeral 5.5.3 no aplicará cuando la falta de disponibilidad del Recurso obedezca a que la Unidad de Central Eléctrica haya experimentado una salida forzada entre el momento de cierre para ofertas en el Mercado de Tiempo Real y el momento cuando se le requirió a la Unidad de Central Eléctrica que generara al nivel ofrecido de capacidad, y esa salida forzada haya sido reportada inmediatamente por el Generador al CENACE, antes de la notificación de cualquier prueba o instrucción de despacho para la capacidad en cuestión. Cuando el CENACE sospeche que el reporte o los detalles del mismo sean falsos, así lo hará saber a la Unidad de Vigilancia del Mercado para los efectos correspondientes. La reducción tampoco aplicará a las Centrales Eléctricas intermitentes.
- 5.5.5** El CENACE le reportará a la CRE los resultados de los incumplimientos que observen los Recursos. De considerarlo necesario, la CRE podrá reducir la Capacidad Instalada del Recurso por un periodo más largo o permanentemente.
- 5.5.6** Cuando un Recurso no tenga disponible la capacidad ofrecida, el CENACE realizará pruebas subsiguientes a ese Recurso hasta quedar satisfecho de que el mismo puede producir la capacidad ofrecida.
- 5.5.7** Los procedimientos operativos para determinar y demostrar la capacidad disponible de los Recursos deberán ser consistentes con las Buenas Prácticas de la Industria y lograr uniformidad para fines de planeación, operación, contabilidad y reporte.

## CAPÍTULO 6

## Requisitos de Potencia

## 6.1 Requisito Anual de Potencia

- 6.1.1 El Requisito Anual de Potencia, es decir, la cantidad de Potencia que cada Entidad Responsable de Carga estará obligada a adquirir para cada año en que haya realizado operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, se expresará en MW-año y será calculado por el CENACE de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$RAP_{e,zp,a} = CD_{e,zp,a} \cdot (1 + Rpm_{zp,a}) \cdot PZRCE_{zp,a} \quad \forall e, zp, a \quad [\text{MW año}]$$

Donde:

$RAP_{e,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año.

$CD_{e,zp,a}$  es la Capacidad Demandada por la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medida en MW, determinada por el CENACE conforme a lo previsto en la sección 6.2.

$Rpm_{zp,a}$  es la Reserva de Planeación Mínima para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ . Parámetro adimensional real no negativo.

$PZRCE_{zp,a}$  es el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ . Parámetro adimensional real  $0.0 \leq PZRCE_{zp,a} \leq 1.0$

- 6.1.2 En virtud de que es atribución de la CRE establecer la función para determinar el Requisito Anual de Potencia para cada Entidad Responsable de Carga, la fórmula contenida en el numeral anterior ha sido elaborada de conformidad con la función establecida por la CRE en la resolución RES/916/2015. Si la CRE modifica esa función o establece una nueva función que la sustituya, deberá ordenar la modificación de este Manual para que la fórmula correspondiente incorpore o tome en cuenta la función modificada o la nueva función.

## Ejemplo 10

## Cálculo del Requisito Anual de Potencia

Con base en la Capacidad Demandada calculada en el ejemplo 6, el CENACE debe estimar el Requisito Anual de Potencia para la Entidad Responsable de Carga "Suministro de Electricidad de México" en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" para el año 2017. Para realizar el cálculo, el CENACE tiene los datos siguientes:

- Capacidad Demandada (CD): 14 MW
- Reserva de Planeación Mínima (Rpm): 0.12
- Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada (PZRCE): 1

La fórmula para el cálculo del RAP es la siguiente:

$$RAP_{SEM,SIN,2017} = CD_{SEM,SIN,2017} * (1 + Rpm_{SIN,2017}) * PZRCE_{SIN,2017}$$

Al sustituir los datos de la fórmula del RAP, se obtiene:

$$RAP_{SEM,SIN,2017} = 14 * (1 + 0.12) * 1$$

$$RAP_{SEM,SIN,2017} = 15.68 \text{ MWaño}$$

Por lo tanto, el Requisito Anual de Potencia (RAP) para la Entidad Responsable de Carga "Suministro de Electricidad de México" en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", en el año analizado es de 15.68 MW-año.

## 6.2 Cálculo de la Capacidad Demandada

**6.2.1** Para determinar la Capacidad Demandada por una Entidad Responsable de Carga en las Horas Críticas de un año determinado, el CENACE calculará la demanda de energía promedio por retiros de la Entidad Responsable de Carga (medida en MW) en cada una de las Horas Críticas, usando los datos históricos disponibles para el CENACE, considerando lo siguiente:

- (a) La “demanda de energía” se calculará por retiros y será equivalente a la suma de las compras para Centros de Carga a nivel transmisión en su Punto de Entrega y las compras para Centros de Carga a nivel de distribución en el Punto de Entrega asociada con cada zona de carga (tomando en cuenta que de acuerdo a lo previsto en el numeral 1.4.7, los Distribuidores serán considerados para efectos del presente Manual como compradores o vendedores netos de Potencia por las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas eficientes reconocidas por la CRE). Las cantidades de MW para este cálculo deberán ser iguales a las cantidades de energía comprada para fines de liquidación del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (b) La capacidad disponible de Recursos de Demanda Controlable Garantizada que no fueran activados puede resultar en la acreditación de Capacidad Entregada, por lo cual no se refleja en un ajuste a la demanda de energía. Tampoco se hará ningún ajuste explícito para la reducción de demanda resultante de la activación de Recursos de Demanda Controlable Garantizada. No se requiere porque, cuando los Recursos de Demanda Controlable Garantizada se activen en una Hora Crítica, la demanda considerada de la Entidad Responsable de Carga que suministra a los Recursos de Demanda Controlable es correspondientemente menor que si ese Recurso no fuera activado.
- (c) En cualquier Hora Crítica donde un sistema de Abasto Aislado no esté interconectado con el Sistema Eléctrico Nacional, la carga de la Entidad Responsable de Carga desde los Centros de Carga en el sistema de Abasto Aislado se considerará con valor de cero (0), para fines del cálculo de su Capacidad Demandada en Horas Críticas.
- (d) Cuando una Zona de Potencia considerada tenga Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de ella, todos los Centros de Carga suministrados por una Entidad Responsable de Carga en la Zona de Potencia considerada cuentan para la carga de Horas Críticas de la Entidad Responsable de Carga, incluyendo los Centros de Carga en Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.
- (e) El CENACE calculará la Capacidad Demandada por cada Entidad Responsable de Carga conforme a la fórmula siguiente:

$$CD_{e,zp,a} = \frac{\sum_{h \in HC_{zp,a}} (Da_{e,h,zp})}{100} \quad \forall zp, a \quad [MW]$$

Donde:

$CD_{e,zp,a}$  es la Capacidad Demandada por la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medida en MW.

$HC_{zp,a}$  es el conjunto formado por las Horas Críticas en la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ .

$Da_{e,h,zp}$  es la demanda de energía de la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la hora  $h$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , medida en MW. Se refiere a la Demanda Calculada por Retiros, correspondiente a las cantidades liquidadas en el Mercado de Corto Plazo.

**Ejemplo 11****Capacidad Demandada**

El CENACE debe calcular la Capacidad Demandada (CD) de la Entidad Responsable de Carga "Suministro de Electricidad de México, S.A. de C.V.", en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" en el año 2017. Con base en las Horas Críticas calculadas en el ejemplo 1, el CENACE calcula que:

- Demanda de energía en las Horas Críticas  $\sum_{h \in HC_{SIN}} (Da_{SEM,h,SIN})$ : 1,600 MWh.
- Recursos de Demanda Controlable Garantizada no activados en las Horas Críticas  $\sum_{h \in HC_{SIN}} (RDCGn_{SEM,h,SIN})$ : 200 MWh.

La Capacidad Demandada de la ERC "Suministro de Electricidad de México, S.A. de C.V." es:

$$CD_{SEM,SIN,2017} = \frac{[1,600]}{100}$$

$$CD_{SEM,SIN,2017} = 16 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la Capacidad Demandada (CD) para la ERC "Suministro de Electricidad de México, S.A. de C.V." en la Zona de Potencia Sistema Interconectado Nacional, en el año analizado es de 16 MW.

Cabe destacar que la representación de Recursos de Demanda Controlable Garantizada no afecta la Capacidad Demandada de la ERC, ya que estos Recursos pueden acreditar Capacidad Entregada.

**6.3 Disposiciones particulares para el Generador de Intermediación**

- 6.3.1** El Generador de Intermediación tendrá las mismas obligaciones que las Entidades Responsables de Carga y se considerará incluido en el programa que siga el CENACE con respecto a otras Entidades Responsables de Carga.
- 6.3.2** El CENACE determinará los Requisitos Anuales de Potencia para cada Contrato de Interconexión Legado cuya administración tenga a su cargo el Generador de Intermediación y bajo los mismos criterios que aplican a las demás Entidades Responsables de Carga.
- 6.3.3** El CENACE también determinará, para cada Zona de Potencia y año, la Potencia acreditada a los Recursos que represente el Generador de Intermediación en el Mercado Eléctrico Mayorista. La Potencia acreditada será calculada por separado por el CENACE para cada Contrato de Interconexión Legado.
- 6.3.4** Si para una Zona de Potencia y año, el Requisito Anual de Potencia para un Contrato de Interconexión Legado resulta mayor a la Potencia acreditada a los Recursos asociados a ese contrato, la diferencia constituirá la Obligación Neta de Potencia del Generador de Intermediación en relación a dicho Contrato de Interconexión Legado.
- (a) En ese caso, esa Obligación Neta de Potencia del Generador de Intermediación constituirá una Oferta de Compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.
- (b) El Generador de Intermediación podrá cumplir con su Requisito Anual de Potencia para los Contratos de Interconexión Legados cuya administración tenga a su cargo exclusivamente a través del Mercado para el Balance de Potencia. El Generador de Intermediación no podrá celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica ni realizar Transacciones Bilaterales de Potencia para fines de cumplir con los Requisitos Anuales de Potencia para los Contratos de Interconexión Legados que administre.
- 6.3.5** Si para una Zona de Potencia y año, el Requisito Anual de Potencia para un Contrato de Interconexión Legado resulta menor a la Potencia acreditada de los Recursos asociados a ese contrato, la Obligación Neta de Potencia del Generador de Intermediación en relación a dicho Contrato de Interconexión Legado será cero y la diferencia constituirá una Oferta de Venta de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.

## CAPÍTULO 7

## Preparación del Mercado para el Balance de Potencia

**7.1 Cálculo y notificación de la Potencia Anual Acreditada**

**7.1.1** El CENACE calculará para cada Zona de Potencia la Potencia Anual Acreditada de cada Participante del Mercado de conformidad con lo previsto en el Capítulo 5.

**7.1.2** Al menos 21 días antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia y a través del Sistema de Información del Mercado, el CENACE notificará:

- (a) a cada Participante del Mercado su Potencia Anual Acreditada para cada Zona de Potencia y la Capacidad Entregada por cada Recurso que ese Participante del Mercado haya representado en el Mercado Eléctrico Mayorista en el respectivo Año de Producción; y,
- (b) a todos los Participantes del Mercado la cantidad total de Potencia Anual Acreditada para cada Zona de Potencia para el respectivo Año de Producción.

**7.2 Cálculo y notificación del Requisito Anual de Potencia**

**7.2.1** El CENACE calculará para cada Zona de Potencia el Requisito Anual de Potencia de cada Participante del Mercado de conformidad con lo previsto en el Capítulo 6.

**7.2.2** Al menos 21 días antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia y a través del Sistema de Información del Mercado, el CENACE notificará:

- (a) a cada Participante del Mercado su Requisito Anual de Potencia para cada Zona de Potencia y la Capacidad Demandada por Zona de Potencia por los Recursos o Centros de Carga que haya representado en el Mercado Eléctrico Mayorista en el respectivo Año de Producción; y,
- (b) a todos los Participantes del Mercado la cantidad total de Requisitos Anuales de Potencia para cada Zona de Potencia para el respectivo Año de Producción.

**7.3 Estimación de la Curva de Oferta**

**7.3.1** El CENACE estimará la cantidad de Potencia que cada Participante del Mercado venderá a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia, sin tomar en cuenta la Potencia que dicho Participante del Mercado adquiera o enajene a través de Transacciones Bilaterales de Potencia, utilizando la fórmula siguiente:

$$OEVP_{pm,zp,a} = \max [0, PAA_{pm,zp,a} - RAP_{pm,zp,a}]$$

$$\forall e, zp, a \text{ [MW año]}$$

Donde:

$OEVP_{pm,zp,a}$  es la oferta estimada de venta de Potencia del Participante del Mercado  $pm$ , para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$PAA_{pm,zp,a}$  es la Potencia Anual Acreditada del Participante del Mercado  $pm$ , para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año, y cuando la Zona de Potencia  $zp$  sea una Zona de Potencia que contenga una o varias Zonas de Potencia Anidadas también se considerará la Potencia Anual Acreditada de ese Participante de Mercado para las Zonas de Potencia Anidadas en la Zona de Potencia  $zp$ .

$RAP_{pm,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia del Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medido en MW-año.

**7.3.2** Con base en lo anterior, el CENACE estimará la curva de oferta de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, es decir, estimará la cantidad total de Potencia que los Participantes del Mercado venderán a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia, sin tomar en cuenta las Transacciones Bilaterales de Potencia que puedan llegar a realizar, utilizando la fórmula siguiente:

$$CTPEV_{zp,a} = \sum_{pm \in zp} OEVP_{pm,zp,a} \quad [\text{MW año}]$$

Donde:

$CTPEV_{zp,a}$  es la cantidad total de Potencia estimada que los Participantes del Mercado venderán a través del Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$OEVP_{pm,zp,a}$  es la oferta estimada de venta de Potencia del Participante del Mercado  $pm$ , para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

#### 7.4 Estimación de la Curva de Demanda

7.4.1 El CENACE estimará la cantidad de Potencia que cada Participante del Mercado tendrá la obligación de comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, sin tomar en cuenta la Potencia que adquiera o enajene a través de Transacciones Bilaterales de Potencia, utilizando la fórmula siguiente:

$$OECP_{pm,zp,a} = \max [0, RAP_{pm,zp,a} - PAA_{pm,zp,a}]$$

$$\forall pm, zp, a \quad [\text{MW año}]$$

Donde:

$OECP_{pm,zp,a}$  es la obligación estimada de compra de Potencia para el Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$RAP_{pm,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia para el Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$PAA_{pm,zp,a}$  es la Potencia Anual Acreditada del Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

7.4.2 Con base en lo anterior, el CENACE estimará la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, es decir, estimará la cantidad de Potencia que deberán comprar los Participantes del Mercado a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia, sin tomar en cuenta la Potencia que puedan llegar a adquirir o enajenar a través de Transacciones Bilaterales de Potencia. Esta curva de demanda estará compuesta por una curva de demanda obligatoria y una curva de demanda eficiente, que en su conjunto formarán una curva de demanda continua.

(a) La curva de demanda obligatoria representará la cantidad mínima de Potencia que los Participantes del Mercado deberán comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia y corresponderá al total de obligaciones estimadas de compra de Potencia para esa Zona de Potencia calculadas conforme al numeral anterior.

(b) La curva de demanda eficiente representará la cantidad eficiente de Potencia que los Participantes del Mercado deberían comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia y corresponderá a la cantidad de la curva de demanda obligatoria más las cantidades que resulten en función de la diferencia que exista en esa Zona de Potencia entre el Valor de los Requisitos Anuales de Potencia Eficiente en términos del numeral siguiente y los Requisitos Anuales de Potencia.

7.4.3 El Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente corresponde al valor que tendría el Requisito Anual de Potencia si fuera calculado considerando una Reserva de Planeación Eficiente en lugar de la Reserva de Planeación Mínima, y será calculado por el CENACE para efectos de lo señalado en el inciso (b) del numeral anterior de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$VRAPE_{e,zp,a} = CD_{e,zp,a} \cdot (1 + RPe_{zp,a}) \cdot PZRCE_{zp,a} \quad \forall e, zp, a \quad [\text{MW año}]$$

Donde:

$VRAPE_{e,zp,a}$  es el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año.

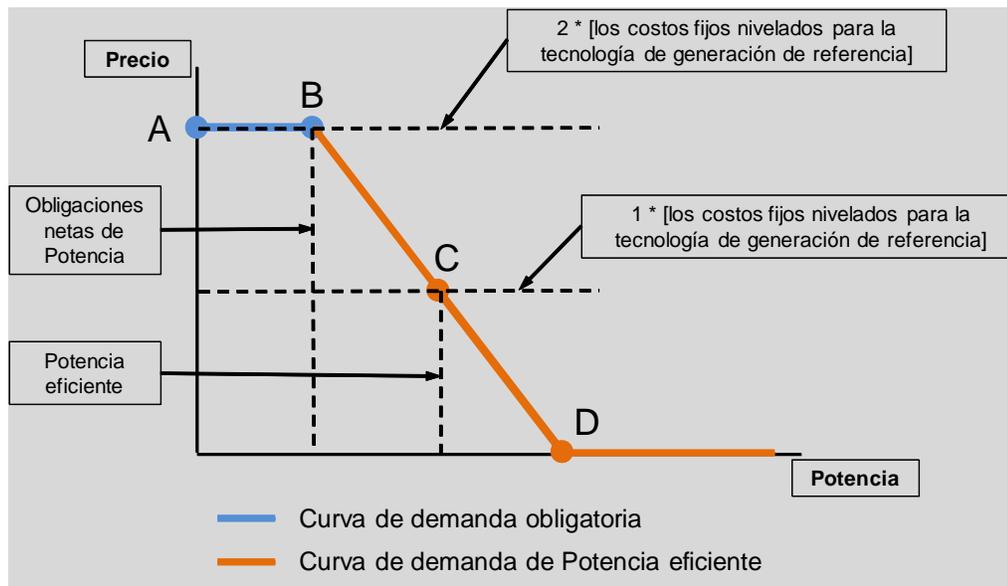
$CD_{e,zp,a}$  es la Capacidad Demandada por la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medida en MW.

$RPe_{zp,a}$  es la Reserva de Planeación Eficiente para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ . Parámetro adimensional real no negativo.

$PZRCE_{zp,a}$  es el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ . Parámetro adimensional real  $0.0 \leq PZRCE_{zp,a} \leq 1.0$ .

**7.4.4** La curva de demanda estimada para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia tomará la forma establecida en la Figura 2, donde el eje X mide la Potencia que los Participantes del Mercado deberán comprar (expresada en MW-año) y el eje Y mide el precio que tendrá esa Potencia (expresado en Pesos/MW-año), conforme a lo siguiente:

**Figura 2: Curva de Demanda**



(a) En el Punto A:

- (i) La cantidad de Potencia (MW-año) será cero.
- (ii) El precio (Pesos/MW-año) corresponderá al doble de los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia de acuerdo al valor publicado por el CENACE antes de operar el Mercado para el Balance de Potencia.

(b) En el Punto B:

- (i) La cantidad de Potencia (MW-año) corresponderá a la suma de todas las obligaciones estimadas de compra de Potencia calculadas conforme a lo previsto en el numeral 7.4.1.
- (ii) El precio (Pesos/MW-año) corresponderá al mismo precio que en el Punto A.

- (c) En el Punto C:
- (i) La cantidad de Potencia (MW-año) corresponderá a la misma cantidad que en el Punto B pero considerando la Reserva de Planeación Eficiente para lo cual será necesario sumar a la cantidad de Potencia en el punto B la diferencia que exista entre el total del Valor de los Requisitos Anuales de Potencia Eficiente y el total de los Requisitos Anuales de Potencia. Lo anterior será calculado conforme a la fórmula siguiente:

**Cantidad de Potencia en C =**

$$\text{Cantidad de Potencia en B} + \sum_{e \in zp} VRAP_{e,zp,a} - \sum_{e \in zp} RAP_{e,zp,a} \quad [\text{MW año}]$$

Donde:

$VRAP_{e,zp,a}$  es el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año, calculado conforme a lo previsto en el numeral 7.4.3.

$RAP_{e,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año.

- (ii) El precio (Pesos/MW-año) corresponderá a los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia de acuerdo al valor publicado por el CENACE antes de operar el Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) En el Punto D:
- (i) La cantidad de Potencia (MW-año) corresponderá a la misma cantidad que en el Punto C más la diferencia que exista entre la cantidad en el Punto C y la cantidad del Punto B.
- (ii) El precio (Pesos/MW-año) será cero.
- (e) El precio para todas las cantidades de Potencia que excedan la cantidad del Punto D será cero.
- (f) La curva de demanda se construye linealmente por tramos entre el Punto A, el Punto B, el Punto C y el Punto D en secuencia, y continúa indefinidamente después del Punto D.

## 7.5 Cálculo y notificación del Precio Máximo de Potencia

- 7.5.1 El CENACE calculará el Precio Máximo de Potencia para cada Zona de Potencia, asumiendo que el Monto Garantizado de Pago de cada uno de los Participantes del Mercado será suficiente para garantizar la oferta de compra de Potencia implícita en su Obligación Neta de Potencia, utilizando la fórmula siguiente:

$$PM_{zp,a} = \max[0, PCPE_{zp,a} - IMTGR_{zp,a}] \quad \forall zp, a \quad [\text{Pesos/MW año}]$$

Donde:

$PM_{zp,a}$  es el Precio Máximo de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , expresado en Pesos/MW-año.

$PCPE_{zp,a}$  es el Precio de Cierre de Potencia Estimado para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , expresado en Pesos/MW-año, estimado en los términos de lo previsto en el numeral 7.5.2 y, en su caso, en el numeral 7.5.3.

$IMTGR_{zp,a}$  son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medido en Pesos/MW-año, calculados en los términos de lo previsto en la sección 11.3.

- 7.5.2** El Precio de Cierre de Potencia Estimado para cada Zona de Potencia será el precio que corresponda al punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda que hayan sido determinadas para esa Zona de Potencia de conformidad con lo previsto en las secciones 7.3 y 7.4.
- 7.5.3** Cuando existan Zonas de Potencia Anidadas, el Precio de Cierre de Potencia Estimado para cada Zona de Potencia Anidada será el mayor entre el Precio de Cierre de Potencia Estimado para esa Zona de Potencia Anidada y el Precio de Cierre Estimado de Potencia para cada una de las Zonas de Potencia que la contengan.
- 7.5.4** Al menos 14 días antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia y a través del Sistema de Información del Mercado, el CENACE notificará a todos los Participantes del Mercado el Precio Máximo de Potencia para cada Zona de Potencia y dará a conocer las curvas de oferta y curvas de demanda estimadas para cada Zona de Potencia, y las fechas o periodos previstos para la realización del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia. La realización del Mercado para el Balance de Potencia podrá realizarse en un solo día o en un periodo máximos de tres días consecutivos, uno por sistema interconectado.
- 7.6 Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia**
- 7.6.1** Las Transacciones Bilaterales de Potencia podrán registrarse ante el CENACE a partir de 7 días antes y hasta 1 día antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente de conformidad con lo previsto en la Base 17.8.11(c).
- 7.6.2** Sólo las Transacciones Bilaterales de Potencia debidamente registradas ante el CENACE serán tomadas en cuenta para determinar la Obligación Neta de Potencia y las Ofertas de Venta de Potencia de cada Participante del Mercado.
- 7.6.3** El registro de las Transacciones Bilaterales de Potencia tendrá por objeto informar al CENACE el acuerdo para transferir la titularidad y obligaciones asociadas con una cantidad determinada de Potencia en una Zona de Potencia para efectos del Mercado para el Balance de Potencia y deberá realizarse conforme a lo establecido en el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura.
- 7.6.4** Los demás acuerdos entre Participantes del Mercado para transferir la titularidad y obligaciones asociadas con una cantidad determinada de Potencia que no sean informados al CENACE para efectos del Mercado para el Balance de Potencia y registrados como Transacciones Bilaterales de Potencia, no serán tomados en cuenta por el CENACE para efectos del Mercado para el Balance de Potencia.
- 7.6.5** Cuando así lo permitan las Reglas del Mercado, los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica y notificarlos al CENACE en los términos que prevea el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, y en los que en su caso establezca la CRE, para contar con la opción de requerir al CENACE el registro automático de las Transacciones Bilaterales de Potencia previstas en esos contratos.

## CAPÍTULO 8

## Realización del Mercado para el Balance de Potencia

## 8.1 Cálculo de la Obligación Neta de Potencia

- 8.1.1 El CENACE calculará la cantidad de Potencia que cada Participante del Mercado tendrá la obligación de adquirir a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia utilizando la fórmula siguiente:

$$ONP_{pm,zp,a} = \max [0, RAP_{pm,zp,a} - PAA_{pm,zp,a} - TBPotA_{pm,zp,a} + TBPotE_{pm,zp,a}]$$

$$\forall pm, zp, a \text{ [MW año]}$$

Donde:

$ONP_{pm,zp,a}$  es la Obligación Neta de Potencia para el Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$RAP_{pm,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia para el Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$PAA_{pm,zp,a}$  es la Potencia Anual Acreditada del Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$TBPotA_{pm,zp,a}$  es la Potencia (medida en MW-año) que haya sido adquirida por el Participante del Mercado  $pm$  a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  y para el año  $a$ , y cuando la Zona de Potencia  $zp$  sea una Zona de Potencia que contenga una o varias Zonas de Potencia Anidadas también se considerará la Potencia adquirida por ese Participante de Mercado a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para las Zonas de Potencia Anidadas en la Zona de Potencia  $zp$ .

$TBPotE_{pm,zp,a}$  es la Potencia (medida en MW-año) que haya sido enajenada por el Participante del Mercado  $pm$  a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  y para el año  $a$ , y cuando la Zona de Potencia  $zp$  sea una Zona de Potencia que contenga una o varias Zonas de Potencia Anidadas también se considerará la Potencia que haya sido enajenada por ese Participante de Mercado a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para las Zonas de Potencia Anidadas en la Zona de Potencia  $zp$ .

- 8.1.2 La Obligación Neta de Potencia de cada Participante del Mercado constituirá una oferta para comprar la misma cantidad de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.

- 8.1.3 Será responsabilidad de cada Participante del Mercado que su Monto Garantizado de Pago sea el suficiente para respaldar sus ofertas de compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia de conformidad con lo establecido en la Base 4.3.3(d) y el Manual de Garantías de Cumplimiento, y para ello deberá observarse lo siguiente:

- El CENACE estimará para cada Participante del Mercado los cargos potenciales que represente su Obligación Neta de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, para lo cual multiplicará su Obligación Neta de Potencia en cada Zona de Potencia (calculada en los términos de lo previsto en el numeral 8.1.1) por el Precio Máximo de Potencia para esa Zona de Potencia (calculado de conformidad con lo previsto en la sección 7.5).
- La estimación de los cargos potenciales a que se refiere el inciso anterior será realizada por el CENACE inmediatamente antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia de que se trate, por lo tanto, el último día que tendrán los Participantes del Mercado para incrementar su Monto Garantizado de Pago cuando así lo requieran será el día hábil inmediato anterior a la fecha o al periodo de realización del Mercado para el Balance de Potencia de que se trate.

- (c) Si un Participante del Mercado cuenta con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento que representen los cargos potenciales estimados antes aludidos en su Responsabilidad Estimada Agregada, su Obligación Neta de Potencia constituirá una Oferta de Compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.
- (d) Si un Participante del Mercado no cuenta con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento que representen los cargos potenciales estimados antes aludidos en su Responsabilidad Estimada Agregada, el CENACE excluirá del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente la oferta de compra de Potencia implícita en su Obligación Neta de Potencia y ese Participante del Mercado será responsable de las sanciones que aplique la CRE por incumplir con esa Obligación Neta de Potencia de conformidad con lo previsto en la Base 11.2.4(d).
- (e) El Generador de Intermediación también está obligado a mantener un Monto Garantizado de Pago suficiente para cumplir con las Obligaciones Netas de Potencia asociadas a los Contratos de Interconexión Legados que le corresponda administrar.
- 8.1.4** Cuando existan Zonas de Potencia Anidadas, los cargos potenciales para cada Participante del Mercado serán estimados para cada Zona de Potencia en los términos del numeral anterior y tomando en cuenta los ajustes necesarios para evitar que esos cargos potenciales estimados sean tomados en cuenta más de una vez o no sean tomados en cuenta en su integridad, de acuerdo con lo que se establezca al efecto en la Guía Operativa correspondiente.
- 8.1.5** En caso de que el CENACE detecte que algún Participante del Mercado no contó con el Monto Garantizado de Pago suficiente para respaldar la oferta de compra de Potencia implícita en su Obligación Neta de Potencia con el fin de manipular el precio de la Potencia o evadir la compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia, lo hará del conocimiento de la Unidad de Vigilancia del Mercado para que se realicen las investigaciones pertinentes. Cuando así lo considere procedente, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá determinar un recálculo de precios y, en su caso, la asignación de cantidades de Potencia a los Participantes de Mercado bajo el supuesto de que las ofertas de compra de Potencia no fueran excluidas del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente. Lo anterior, sin perjuicio de la facultad de la Autoridad de Vigilancia del Mercado para aplicar sanciones en caso de detectar la manipulación del mercado.
- 8.1.6** En caso de que la falta de Montos Garantizados de Pago tenga un impacto material en el Mercado de Balance de Potencia, el CENACE podrá detener la operación de dicho mercado hasta en tanto la Autoridad de Vigilancia del Mercado resuelve sobre el asunto, a fin de utilizar los precios recalculados y, en su caso, la asignación de cantidades recalculadas, en la liquidación inicial de dicho mercado.
- 8.2 Cálculo de la Curva de Oferta**
- 8.2.1** El CENACE calculará la cantidad de Potencia que cada Participante del Mercado venderá a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia utilizando la fórmula siguiente:

$$OVP_{pm,zp,a} = \max [0, PAA_{pm,zp,a} + TBPotA_{pm,zp,a} - TBPotE_{pm,zp,a} - RAP_{pm,zp,a}]$$

$$\forall e, zp, a \quad [MW \text{ año}]$$

Donde:

$OVP_{pm,zp,a}$  es la Oferta de Venta de Potencia del Participante del Mercado  $pm$ , para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$PAA_{pm,zp,a}$  es la Potencia Anual Acreditada del Participante del Mercado  $pm$ , para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año, y cuando la Zona de Potencia  $zp$  sea una Zona de Potencia que contenga una o varias Zonas de Potencia Anidadas también se considerará la Potencia Anual Acreditada de ese Participante de Mercado para las Zonas de Potencia Anidadas en la Zona de Potencia  $zp$ .

$TBPotA_{pm,zp,a}$  es la Potencia (medida en MW-año) que haya sido adquirida por el Participante del Mercado  $pm$  a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  y para el año  $a$ , y cuando la Zona de Potencia  $zp$  sea una Zona de Potencia que contenga una o varias Zonas de Potencia Anidadas también se considerará la Potencia adquirida por ese Participante de Mercado a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para las Zonas de Potencia Anidadas en la Zona de Potencia  $zp$ .

$TBPotE_{pm,zp,a}$  es la Potencia (medida en MW-año) que haya sido enajenada por el Participante del Mercado  $pm$  a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  y para el año  $a$ , y cuando la Zona de Potencia  $zp$  sea una Zona de Potencia que contenga una o varias Zonas de Potencia Anidadas también se considerará la Potencia que haya sido enajenada por ese Participante de Mercado a través de Transacciones Bilaterales de Potencia para las Zonas de Potencia Anidadas en la Zona de Potencia  $zp$ .

$RAP_{pm,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia del Participante del Mercado  $pm$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medido en MW-año.

- 8.2.2** Con base en lo anterior, el CENACE calculará la curva de oferta de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, es decir, la cantidad total de Potencia que los Participantes del Mercado venderán a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia, utilizando la fórmula siguiente:

$$CTPV_{zp,a} = \sum_{pm \in zp} OVP_{pm,zp,a} \quad [\text{MW año}]$$

Donde:

$CTPV_{zp,a}$  es la cantidad total de Potencia que los Participantes del Mercado venderán a través del Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año.

$OVP_{pm,zp,a}$  es la Oferta de Venta de Potencia del Participante del Mercado  $pm$ , para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en MW-año, calculada conforme a lo previsto en el numeral 8.2.1.

### 8.3 Cálculo de la Curva de Demanda

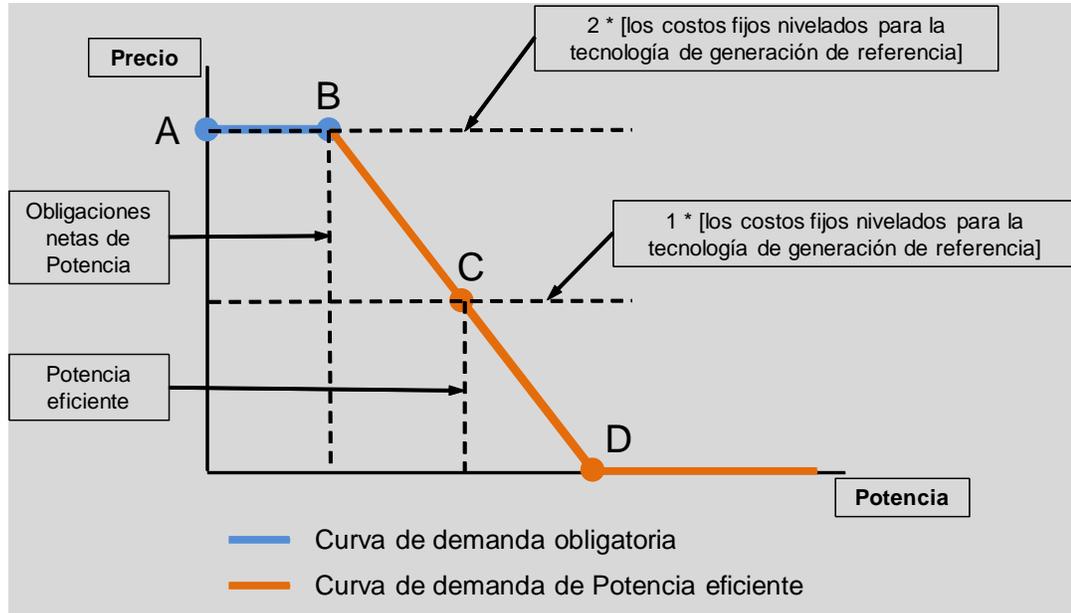
- 8.3.1** El CENACE determinará la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, es decir, determinará la cantidad de Potencia que deban adquirir los Participantes del Mercado a través del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia. Esta curva de demanda estará compuesta por una curva de demanda obligatoria y una curva de demanda eficiente, que en su conjunto formarán una curva de demanda continua.

(a) La curva de demanda obligatoria representará la cantidad mínima de Potencia que los Participantes del Mercado estarán obligados a comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia y corresponderá al total de las Obligaciones Netas de Potencia para esa Zona de Potencia que no hayan sido excluidas por insuficiencia en el Monto Garantizado de Pago conforme a lo previsto en la sección 8.1 anterior.

(b) La curva de demanda eficiente representará la cantidad eficiente de Potencia que los Participantes del Mercado estarían obligados a comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia y corresponderá a la cantidad de la curva de demanda obligatoria más las cantidades que resulten en función de la diferencia que exista en esa Zona de Potencia entre el Valor de los Requisitos Anuales de Potencia Eficiente y los Requisitos Anuales de Potencia.

- 8.3.2** La curva de demanda de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia tomará la forma establecida en la Figura 3, donde el eje X mide la Potencia que los Participantes del Mercado deberán comprar (expresada en MW-año) y el eje Y mide el precio que tendrá esa Potencia (expresado en Pesos/MW-año), conforme a lo siguiente:

**Figura 3: Curva de Demanda**



- (a) En el Punto A:
  - (i) La cantidad de Potencia (MW-año) será cero.
  - (ii) El precio (Pesos/MW-año) corresponderá al doble de los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia de acuerdo al valor publicado por el CENACE antes del operar el Mercado para el Balance de Potencia.
- (b) En el Punto B:
  - (i) La cantidad de Potencia (MW-año) corresponderá a la suma de todas las Obligaciones Netas de Potencia calculadas conforme a lo previsto en la sección 8.1 que no hayan sido excluidas por insuficiencia en el Monto Garantizado de Pago del Participante del Mercado correspondiente.
  - (ii) El precio (Pesos/MW-año) corresponderá al mismo precio que en el Punto A.
- (c) En el Punto C:
  - (i) La cantidad de Potencia (MW-año) corresponderá a la misma cantidad que en el Punto B pero considerando la Reserva de Planeación Eficiente para lo cual será necesario sumar a la cantidad de Potencia en el punto B la diferencia que exista entre el total del Valor de los Requisitos Anuales de Potencia Eficiente y el total de los Requisitos Anuales de Potencia. Lo anterior será calculado conforme a la fórmula siguiente:

**Cantidad de Potencia en C =**

$$\text{Cantidad de Potencia en B} + \sum_{e \in zp} VRAPE_{e,zp,a} - \sum_{e \in zp} RAP_{e,zp,a} \text{ [MW año]}$$

Donde:

$VRAPE_{e,zp,a}$  es el Valor del Requisito Anual de Potencia Eficiente para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año, calculado conforme a lo previsto en el numeral 7.4.3.

$RAP_{e,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año.

- (ii) El precio (Pesos/MW-año) corresponderá a los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia de acuerdo al valor publicado por el CENACE antes de operar el Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) En el Punto D:
  - (i) La cantidad de Potencia (MW-año) corresponderá a la misma cantidad que en el Punto C más la diferencia que exista entre la cantidad en el Punto C y la cantidad del Punto B.
  - (ii) El precio (Pesos/MW-año) será cero.
- (e) El precio para todas las cantidades de Potencia que excedan la cantidad del Punto D será cero.
- (f) La curva de demanda se construye linealmente por tramos entre el Punto A, el Punto B, el Punto C y el Punto D en secuencia, y continúa indefinidamente después del Punto D.

#### 8.4 Cálculo del Precio Neto

- 8.4.1 El CENACE calculará el Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia utilizando la fórmula siguiente:

$$PNP_{zp,a} = \max[0, PCP_{zp,a} - IMTGR_{zp,a}] \quad \forall zp, a \quad [\text{Pesos/MW año}]$$

Donde:

$PNP_{zp,a}$  es el Precio Neto de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , expresado en Pesos/MW-año.

$PCP_{zp,a}$  es el Precio de Cierre de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , expresado en Pesos/MW-año, calculado en los términos de lo previsto en el numeral 8.4.2 y, en su caso, el numeral 8.4.3.

$IMTGR_{zp,a}$  son los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , medido en Pesos/MW-año, calculados en los términos de lo previsto en la sección 11.3.

- 8.4.2 El Precio de Cierre de Potencia para cada Zona de Potencia será el precio que corresponda al punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda que hayan sido determinadas para esa Zona de Potencia de conformidad con lo previsto en las secciones 8.2 y 8.3.
- 8.4.3 Cuando existan Zonas de Potencia Anidadas, el Precio de Cierre de Potencia para cada Zona de Potencia Anidada será el mayor entre el Precio de Cierre de Potencia para esa Zona de Potencia Anidada y los Precios de Cierre de la Potencia para cada una de las Zonas de Potencia que la contengan.

#### 8.5 Cantidad de Potencia Adquirida

- 8.5.1 Las Ofertas de Venta de Potencia a que se refiere el numeral 8.2.1 serán aceptadas por el CENACE y pagadas por ese mismo organismo al Precio Neto de Potencia que corresponda en los términos del numeral 8.4.1. La cantidad total de Potencia que los Participantes del Mercado vendan en el Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia (que será calculada de conformidad con lo previsto en el numeral 8.2.2) también será la Cantidad de Potencia Adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente.
- 8.5.2 Cuando la Cantidad de Potencia Adquirida a que se refiere el numeral anterior haya sido menor que la cantidad de Potencia que los Participantes del Mercado ofrecieron comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente (Punto B en la figura 3), se observará lo siguiente:
- (a) las Ofertas de Compra de Potencia a que se refiere el inciso (c) del numeral 8.1.3 les será asignada Potencia por el CENACE y pagadas al Precio Neto de Potencia que corresponda en los términos del numeral 8.4.1, pero en una cantidad de Potencia menor a fin de que la Cantidad de Potencia Adquirida quede distribuida de manera proporcional entre las distintas Ofertas de Compra de Potencia en cada Zona de Potencia y en función de la cantidad de Potencia que cada oferta amparaba antes de la reducción correspondiente; y,

- (b) cada Participante del Mercado tendrá un incumplimiento parcial de su Obligación Neta de Potencia que corresponderá a la diferencia que exista entre la cantidad de Potencia asociada a su Obligación Neta de Potencia y la asociada a la Oferta de Compra de Potencia que haya sido aceptada por el CENACE en los términos del inciso anterior, y cada uno de estos Participantes del Mercado será responsable de las sanciones que aplique la CRE por incumplir con esa Obligación Neta de Potencia de conformidad con lo previsto en la Base 11.2.4(d).

**8.5.3** Cuando la Cantidad de Potencia Adquirida a que se refiere el numeral 8.5.2 haya sido igual o mayor que la cantidad de Potencia que los Participantes del Mercado ofrecieron comprar a través del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente (Punto B en la figura 3), se observará lo siguiente:

- (a) las Ofertas de Compra de Potencia a que se refiere el inciso (c) del numeral 8.1.3 serán asignadas Potencia por el CENACE en sus términos y pagadas al Precio Neto de Potencia que corresponda en los términos del numeral 8.4.1; y,
- (b) la diferencia que exista entre la Cantidad de Potencia Adquirida y la cantidad de Potencia asociada a las Ofertas de Compra de Potencia para la Zona de Potencia de que se trate, cuando sea mayor a cero, constituirá la cantidad de Potencia Eficiente que deberán adquirir las Entidades Responsables de Carga en proporción a su respectivo Requisito Anual de Potencia y cubriendo para ello el respectivo Cargo para el Aseguramiento de la Potencia de conformidad con lo previsto en el numeral siguiente.

**8.5.4** El Cargo para el Aseguramiento de la Potencia será calculado por el CENACE por separado para cada Zona de Potencia y se sujetará a lo siguiente:

- (a) Será calculado para distribuir los costos de adquisición de la Potencia Eficiente, es decir, la Potencia que haya sido obtenida a través del Mercado para el Balance de Potencia en exceso de la Potencia que haya sido adquirida para cumplir con los Requisitos Anuales de Potencia para la Zona de Potencia de que se trate.
- (b) Deberá ser pagado por todas las Entidades Responsables de Carga en proporción a su Requisito Anual de Potencia en la Zona de Potencia de que se trate (tomando en cuenta lo previsto en los numerales 1.4.5, 1.4.6 y 1.4.7), aun y cuando sus ofertas para la compra de Potencia hayan sido excluidas del Mercado para el Balance de Potencia por insuficiencia de su Monto Garantizado de Pago.
- (c) El monto que deberá pagar cada Entidad Responsable de Carga se expresará en Pesos/año y será calculado para cada Zona de Potencia conforme a lo siguiente:
- (i) Cantidad de Potencia Adquirida por el Mercado de Balance de Potencia en términos del numeral 8.5.1 (MW-año) en total para la Zona de Potencia; menos
  - (ii) Cantidad de Ofertas de Compra a que se asignan Potencia en términos del numeral 8.5.2 (a) o 8.5.3 (a), según aplica MW-año) en total para la Zona de Potencia; por
  - (iii) Precio Neto de Potencia (Pesos/MW-año) para la Zona de Potencia; por
  - (iv) Requisito Anual de Potencia de la Entidad Responsable de Carga de que se trate (MW-año) para la Zona de Potencia, entre
  - (v) Requisito Anual de Potencia de todas las Entidades Responsables de Carga (MW-año) para la Zona de Potencia.
- (d) El monto que deberá pagar cada Entidad Responsable de Carga se expresará con la fórmula siguiente:

$$CAP_{e,zp,a} = (PA_{zp,a} - OCA_{zp,a}) * PNP_{zp,a} * \frac{RAP_{e,zp,a}}{\sum_e RAP_{e,zp,a}} \quad \forall zp, a \quad [\text{Pesos/año}]$$

Donde:

$CAP_{zp,a}$  es el Cargo para el Aseguramiento de la Potencia aplicable a la Entidad Responsable de carga  $e$  para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medida en Pesos/año.

$PA_{zp,a}$  es la cantidad de Potencia Adquirida por el Mercado de Balance de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , en términos del numeral 8.5.1, medida en MW/año.

$OCA_{zp,a}$  es la cantidad de Ofertas de Compra a que se asignan Potencia en términos del numeral 8.5.2 (a) o 8.5.3 (a), según aplica para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , en términos del numeral 8.2.2, medida en MW-año.

$PNP_{zp,a}$  es el Precio Neto de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$ , en el año  $a$ , expresado en Pesos/MW-año.

$RAP_{e,zp,a}$  es el Requisito Anual de Potencia para la Entidad Responsable de Carga  $e$ , en la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ , medido en MW-año.

## **8.6 Cantidad de Potencia Adquirida en Zonas de Potencia Anidadas**

**8.6.1** La presente sección aplica para cada Zona de Potencia que tenga Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de ella.

**8.6.2** Los numerales 8.6.4 y 8.6.5 contienen el procedimiento para calcular las ofertas de compra y de venta aceptadas para los Participantes del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia. Estas cantidades son referidas en la presente sección 8.6 como las "cantidades finales", en contraste con las "cantidades preliminares", las cuales se calculan como un paso inicial para determinar las cantidades finales.

**8.6.3** Como paso inicial, para cada Zona de Potencia se ejecutan los procedimientos que se mencionan en la sección 8.5, sin considerar los resultados de los Mercados para el Balance de Potencia para las Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de la Zona de Potencia considerada, lo que resulta en cantidades *preliminares* para:

- (a) una Oferta de Compra de Potencia aceptada (de ser el caso) para cada Participante del Mercado;
- (b) una Oferta de Venta de Potencia aceptada (de ser el caso) para cada Participante del Mercado; y,
- (c) una cantidad de Potencia Eficiente que será adquirida por el Mercado de Balance de Potencia para su asignación a las Entidades Responsables de Carga en proporción a su Requisito Anual de Potencia.

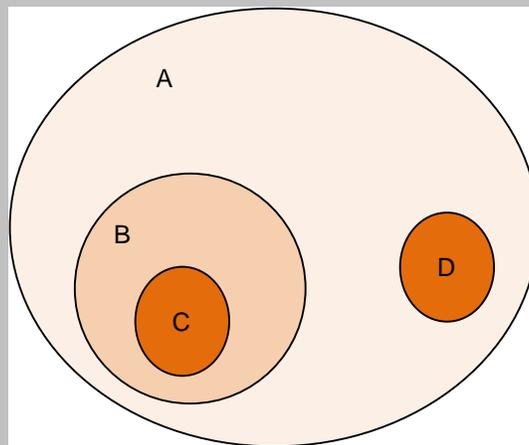
**8.6.4** Las cantidades finales de Ofertas de Compra de Potencia y Ofertas de Venta de Potencia aceptadas para un Participante del Mercado para una Zona de Potencia considerada se calculan según lo siguiente:

- (a) Se calcula una sola cifra de MW-año de conformidad con el inciso (b) siguiente y tomando en cuenta lo siguiente:
  - (i) Cuando esta cifra (MW-año) es un número positivo, entonces dicho número representa la cantidad final de Ofertas de Compra de Potencia aceptadas para el Participante del Mercado para la Zona de Potencia y el año considerados. En este caso, la cantidad final de Ofertas de Venta de Potencia aceptadas para el Participante del Mercado es cero para la Zona de Potencia y el año considerados.
  - (ii) Cuando esta cifra (MW-año) es un número negativo, entonces el valor absoluto de esta figura representa la cantidad final de Ofertas de Venta de Potencia aceptadas para el Participante del Mercado para la Zona de Potencia y el año considerados. En este caso, la cantidad final de Ofertas de Compra de Potencia aceptadas para el Participante del Mercado es cero para la Zona de Potencia y el año considerados.

- (b) Se calcula una sola cifra final de MW-año comprados o vendidos por el Participante del Mercado, la Zona de Potencia y el año considerados, según lo siguiente:
- (i) la cantidad preliminar de Ofertas de Compra de Potencia aceptadas para la Zona de Potencia considerada a que se refiere la disposición 8.6.3(a); menos
  - (ii) la cantidad preliminar de Ofertas de Venta de Potencia aceptadas para la Zona de Potencia considerada a que se refiere la disposición 8.6.3(b); menos
  - (iii) el total de cantidades preliminares de Ofertas de Compra de Potencia aceptadas, sumadas a lo largo de todas las Zonas de Potencia Anidadas un nivel abajo de la Zona de Potencia considerada; más
  - (iv) el total de cantidades preliminares de Ofertas de Venta de Potencia aceptadas, sumadas a lo largo de todas las Zonas de Potencia Anidadas un nivel abajo de la Zona de Potencia considerada, y
  - (v) para fines de los subincisos (iii) y (iv):
    - (A) Para las Zonas de Potencia Anidadas un nivel abajo que *no* tengan ninguna Zona de Potencia Anidada ubicada dentro de ellas, sus cantidades aceptadas preliminares de Ofertas de Compra de Potencia y Ofertas de Venta de Potencia aceptadas son consideradas iguales a sus cantidades de Ofertas de Compra de Potencia y Ofertas de Venta de Potencia aceptadas, respectivamente, determinadas de conformidad con la sección 8.5.
    - (B) Para las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo que *sí* tengan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ellas, sus cantidades aceptadas preliminares de Ofertas de Compra de Potencia y Ofertas de Venta de Potencia aceptadas se determinan de conformidad con las disposiciones 8.6.3(a) y 8.6.3(b), respectivamente.

### Ejemplo 12

#### Cargos Potenciales para un Participante del Mercado



#### Las cifras únicas de MW a que se refiere la disposición 8.6.5(d) serían:

Para las Zonas de Potencia D y C: No aplica, dado que esta Zona de Potencia no tiene Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo contenidas dentro de ella, así que la sección 8.5 aplicaría en su lugar.

Para las Zonas de Potencia B:  $OPAdC_B - OPAdV_B - OPAdC_C + OPAdV_C$ .

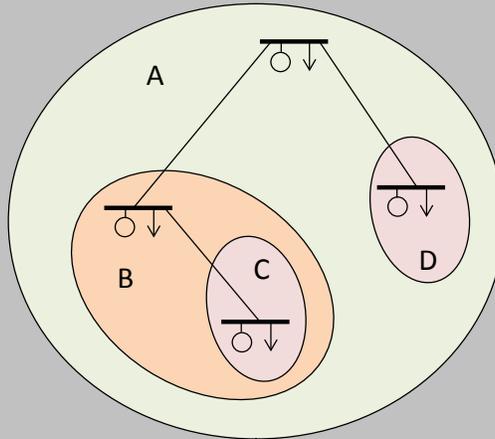
Para las Zonas de Potencia A:  $OPAdC_A - OPAdV_A - OPAdC_B - OPAdC_D + OPAdV_B + OPAdV_D$ ,

Donde:  $OPAdC_X$  y  $OPAdV_X$  se refieren a las ofertas preliminares aceptadas de compra y de venta respectivamente para la Zona de Potencia correspondiente, determinadas de conformidad con la sección 8.5, o con la disposición 8.6.3(a) o el 8.6.3(b), según corresponda.

- 8.6.5** La cantidad final de Potencia Eficiente que será adquirida mediante el Mercado para el Balance de Potencia para su asignación a las Entidades Responsables de Carga en proporción a su Requisito Anual de Potencia, se calcula de conformidad con lo siguiente:
- (a) Se calculará una sola cifra de MW-año de conformidad con lo previsto en el inciso (b) siguiente y tomando en cuenta lo siguiente:
    - (i) Cuando esta cifra de MW-año sea un número positivo, entonces esta cifra representará la cantidad de Potencia Eficiente que será adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia para su asignación a las Entidades Responsables de Carga en función de su Requisito Anual de Potencia en la Zona de Potencia y el año considerados.
    - (ii) Cuando esta cifra de MW-año sea un número negativo, entonces se ha dado un caso excepcional en el cual la Zona de Potencia de que se trate requiere utilizar Potencia ubicada en la Zona de Potencia anidada un nivel abajo para cumplir el Requisito Anual de Potencia. En dado caso, tendrá valor de cero la Cantidad de Potencia Eficiente en la Zona de Potencia y el año considerado. Además, el valor absoluto de esta cifra representa la cantidad de Potencia ubicada en la Zona de Potencia anidada un nivel abajo, que será asignada a Participantes de Mercado para el cumplimiento de su Requisito Anual de Potencia en la Zona de Potencia de que se trate.
  - (b) Se calcula una sola cifra de Potencia Eficiente, en MW-año, para cada Zona de Potencia y el año considerado, tomando en cuenta las cantidades preliminares de compras de Potencia Eficiente, en las Zonas de Potencia Anidadas un nivel abajo de la Zona de Potencia considerada, de acuerdo con lo siguiente:
    - (i) Para las Zonas de Potencia Anidadas un nivel abajo que *no* tengan ninguna Zona de Potencia Anidada ubicada dentro de ellas, la cantidad de Potencia Eficiente adquirida en ellas será igual a sus cantidades preliminares de compras de Potencia Eficiente, determinadas de conformidad a la sección 8.5, menos cualquier cantidad de Potencia comprada en ellas a fin de cumplir el Requisito Anual de Potencia en una Zona de Potencia anidada un nivel arriba, en términos de la disposición 8.6.5(a)(ii).
    - (ii) Para las Zonas de Potencia Anidadas un nivel abajo que *sí* tengan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ellas, la cantidad de Potencia Eficiente adquirida en ellas será igual a sus cantidades preliminares de compras de Potencia Eficiente determinadas de conformidad a la sección 8.5, menos la cantidad de Potencia Eficiente adquirida en las Zona de Potencia anidada un nivel abajo, y menos cualquier cantidad de Potencia comprada en ellas a fin de cumplir el Requisito Anual de Potencia en una Zona de Potencia anidada un nivel arriba, en términos de la disposición 8.6.5 (a) (ii).
- 8.6.6** El precio al que el CENACE gestionará la Potencia que sea comprada o vendida a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia será el Precio Neto de Potencia para la Zona de Potencia de que se trate. En general, se calculará el Precio Neto de Potencia en una Zona de Potencia al punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda para una Zona de Potencia menos los IMTGR de la zona, de acuerdo con el numeral 8.3.2 y 8.4.1. Como excepción, el Precio Neto de Potencia de una Zona Potencia anidada será el mayor entre precio que resulte de la intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda dentro de dicha zona, y el Precio Neto de Potencia de la Zona de Potencia un nivel arriba de ella, menos los IMTGR de la zona.
- 8.6.7** El precio unitario del Cargo de Aseguramiento de Potencia, en Pesos/MW-año, para las Zonas de Potencia que se consideran en el numeral 8.6.1 se calcula para el año de que se trate de acuerdo con lo siguiente:
- (a) el Precio Neto de Potencia en la Zona de Potencia expresado en Pesos/MW-año; multiplicado por
  - (b) la cantidad de MW-año de Potencia que el CENACE administre de conformidad con la disposición 8.6.3(c); entre
  - (c) el Requerimiento Anual de Potencia total de las Entidades Responsables de Carga en la Zona de Potencia de que se trate.
- 8.6.8** El Cargo para el Aseguramiento de la Potencia se cobrará a cada Participante de Mercado por cada MW-año de Requisito Anual de Potencia en la Zona de Potencia Correspondiente que tenga del Participante de Mercado de que se trate.

**Ejemplo 13-A**  
**Zonas de Potencia Anidadas**

La siguiente figura muestra la configuración física de un sistema y la definición de sus Zonas de Potencia:



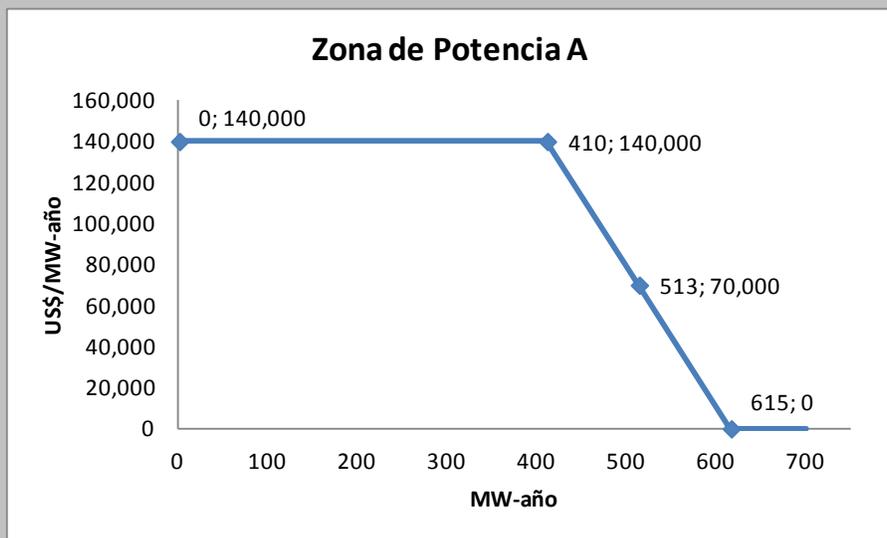
Utilizando los siguientes datos, totalmente ficticios (se han eliminado los subíndices por simplificación):

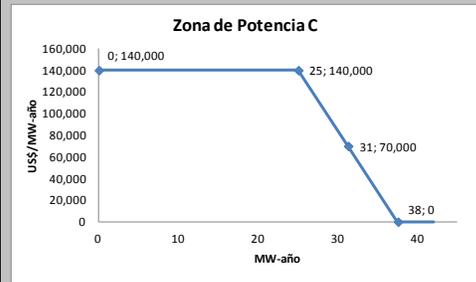
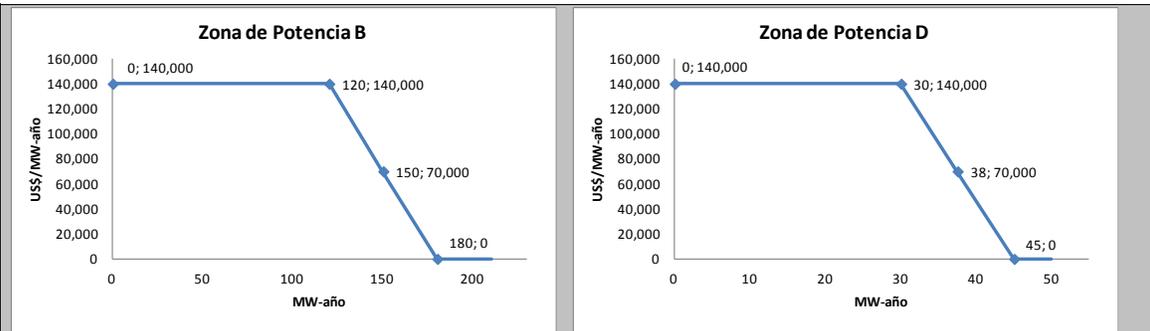
- $Cf_{TecRef} = 70,000$  US\$/MW-año (costos fijos de la Tecnología de Generación de Referencia)
- $RAP = CD (1+RP_m) PZRCE$
- $VRAPE = CD (1+RP_e) PZRCE$

zp	Dem	CD	PZRCE	RP <sub>m</sub>	Rpe	RAP	VRAPE
A	185.2	379.6	1.0	0.08	0.35	410.0	512.5
B	92.6	138.9	0.8	0.08	0.35	120.0	150.0
C	46.3	46.3	0.5	0.08	0.35	25.0	31.3
D	55.6	55.6	0.5	0.08	0.35	30.0	37.5

Dem representa el promedio de la demanda medida en los nodos, en las 100 HC de la respectiva zp. Por simplificación se considera que las 100 HC de las zp coinciden. Observe que CD considera la demanda de todos los nodos contenidos en sus zp anidadas.

Considerando que no existen Transacciones Bilaterales de Potencia, las curvas de demanda se muestra en las siguientes figuras:

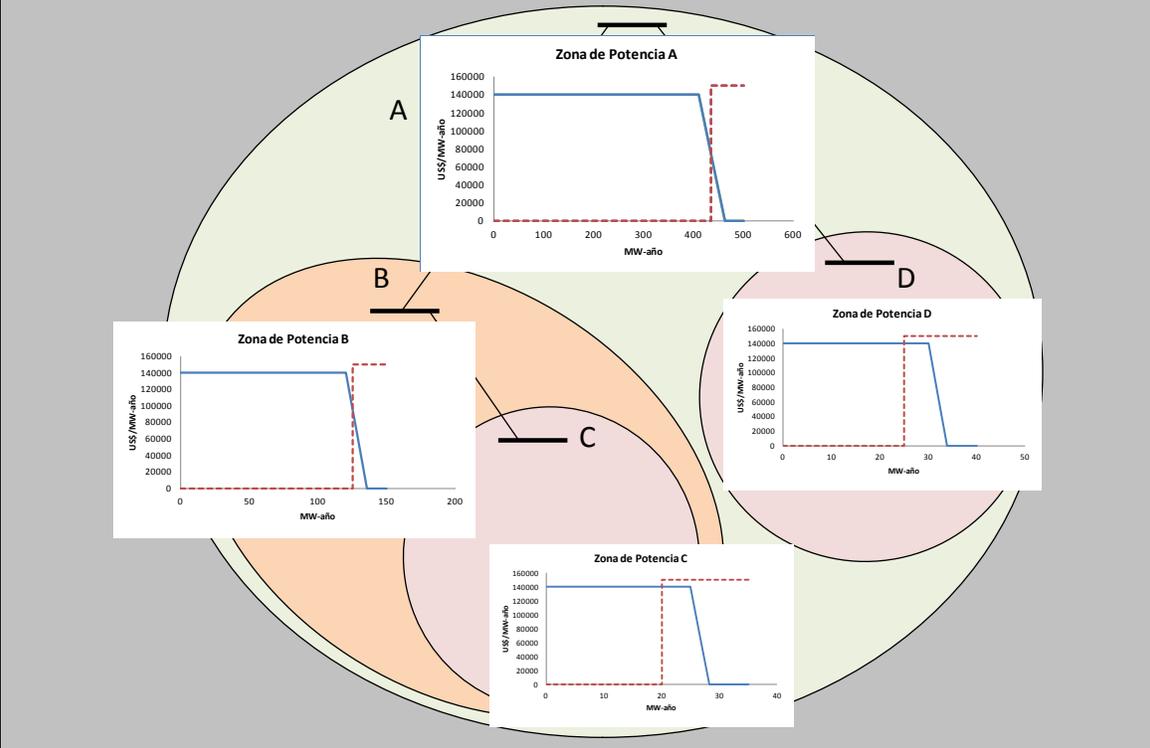




Por el lado de la oferta se tienen los siguientes datos, donde Gen representa la CE total por las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en cada *zp*. Observe que, al igual que la demanda, las curvas de oferta de las *zp* contienen toda la generación contenida en sus *zp* anidadas:

<i>zp</i>	Gen	PAA	PCP
A	285	435	122,927
B	105	125	128,333
C	20	20	140,000
D	25	25	140,000

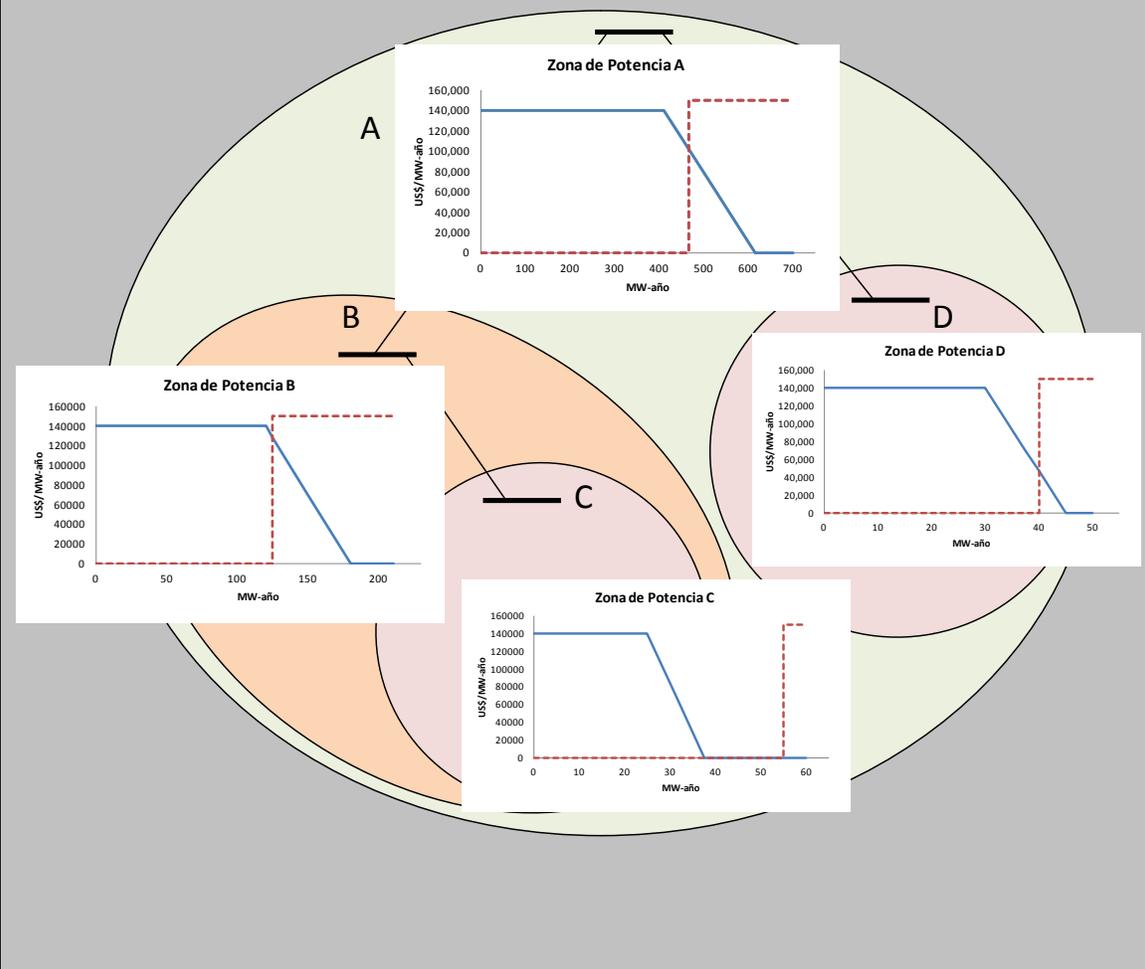
La siguiente figura muestra las curvas de oferta y demanda para las *zp*, cuya intersección determina el Precio de Cierre, también mostrado en la tabla anterior.



Cambiando únicamente los datos de oferta por los mostrados en la tabla siguiente:

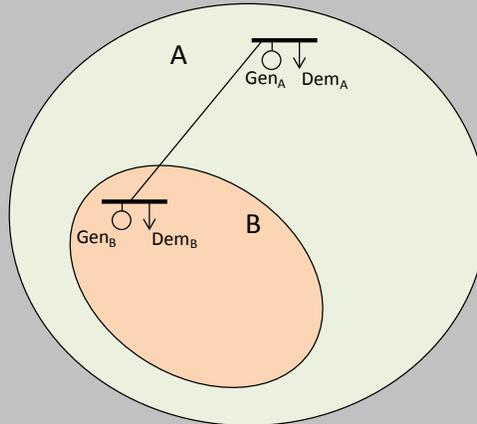
zp	Gen	PAA	Intersección	PCP	Potencia Eficiente (cifra)
A	300	465	102,439	102,439	55.0
B	70	125	128,333	128,333	5.0
C	55	55	0	128,333	30.0
D	40	40	46,667	102,439	10.0

La siguiente figura muestra las curvas de oferta y demanda para las zp, y su intersección, también mostrada en la tabla anterior. El Precio de Cierre de Potencia en Zonas de Potencia Anidadas, corresponde al precio mayor entre el Precio de Cierre de Potencia para esa Zona de Potencia Anidada y los Precios de Cierre de la Potencia para cada una de las Zonas de Potencia que la contengan. Dichos precios se muestran en la tabla anterior.



**Ejemplo 13-B****Zonas de Potencia Anidadas**

La siguiente figura muestra la configuración física de un sistema y la definición de sus Zonas de Potencia:



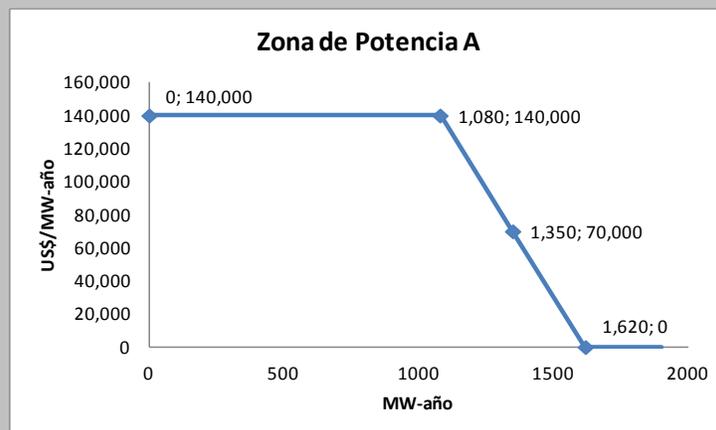
Utilizando los siguientes datos, totalmente ficticios (se han eliminado los subíndices por simplificación):

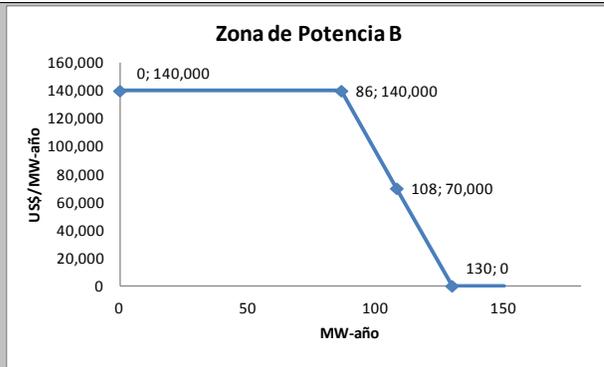
- $CfTecRef = 70,000$  US\$/MW-año (costos fijos de la Tecnología de Generación de Referencia)
- $RAP = CD (1+RPm) PZRCE$
- $VRAPE = CD (1+RPe) PZRCE$

zp	Dem	CD	PZRCE	RPm	Rpe	RAP	VRAPE
A	900.0	1000.0	1.0	0.08	0.35	1080.0	1350.0
B	100.0	100.0	0.8	0.08	0.35	86.4	108.0

Dem representa el promedio de la demanda medida en los nodos mostrados en la figura arriba, en las 100 HC de la respectiva zp. Por simplificación se considera que las 100 HC de las zp coinciden. Observe que CD (base de la curva de demanda) para la zp A considera la demanda de todos los nodos contenidos en la zp anidada B, así como aquella de los nodos fuera de la zp B pero dentro de la zp A.

Considerando que no existen Transacciones Bilaterales de Potencia, las curvas de demanda se muestra en las siguientes figuras:





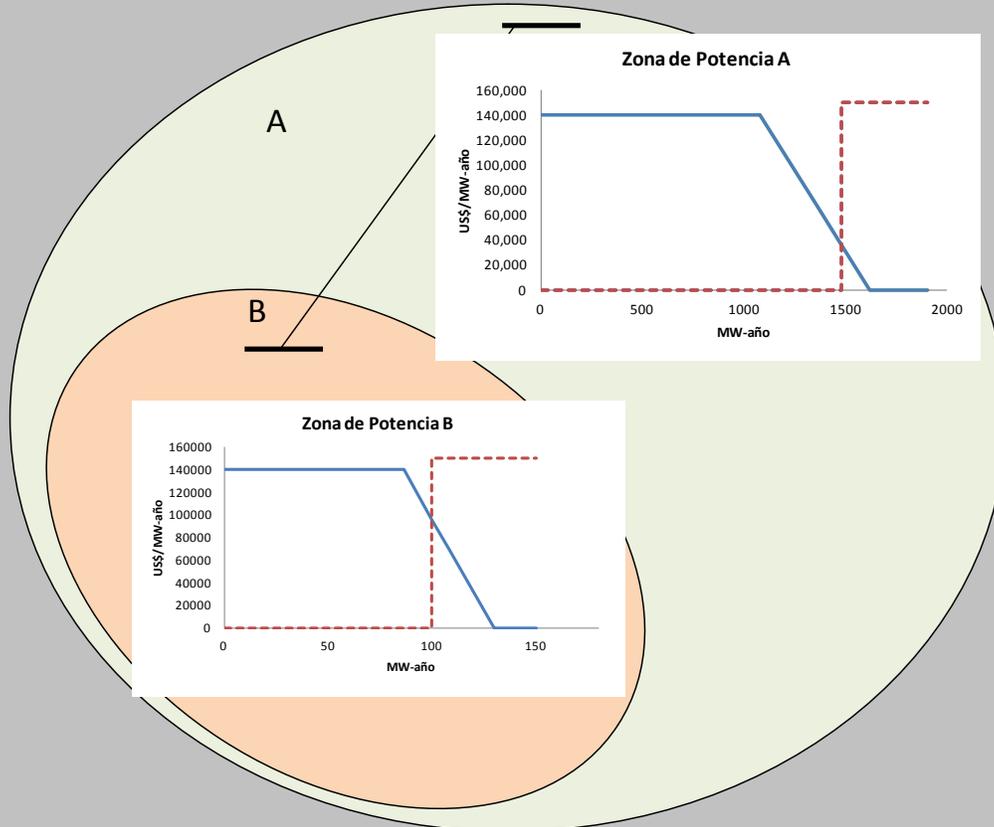
Caso 1 (situación "normal"):

Por el lado de la oferta se tienen los siguientes datos, donde Gen representa la CE total por las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en los nodos de cada *zp*. Observe que, al igual que la demanda, la curva de oferta (PAA) de la *zp* A contiene tanto la generación contenida en su *zp* anidada B, como aquella fuera de la *zp* B pero dentro de la *zp* A:

zp	Gen	PAA	Precio de Intersección	PCP	Potencia Eficiente (cifra)	Potencia Eficiente
A	1380	1480	36,296	36,296	400.0	386.4
B	100	100	95,926	95,926	13.6	13.6

La tabla también muestra el precio obtenido de la intersección de las curvas de oferta y demanda, el Precio de Cierre de Potencia, la Potencia Eficiente sin considerar las Zonas de Potencia anidadas, así como la Potencia Eficiente. *El PCP de la zp anidada B es mayor que el de la zp A que la contiene.*

La siguiente figura muestra las curvas de oferta y demanda para las *zp*, así como su intersección.

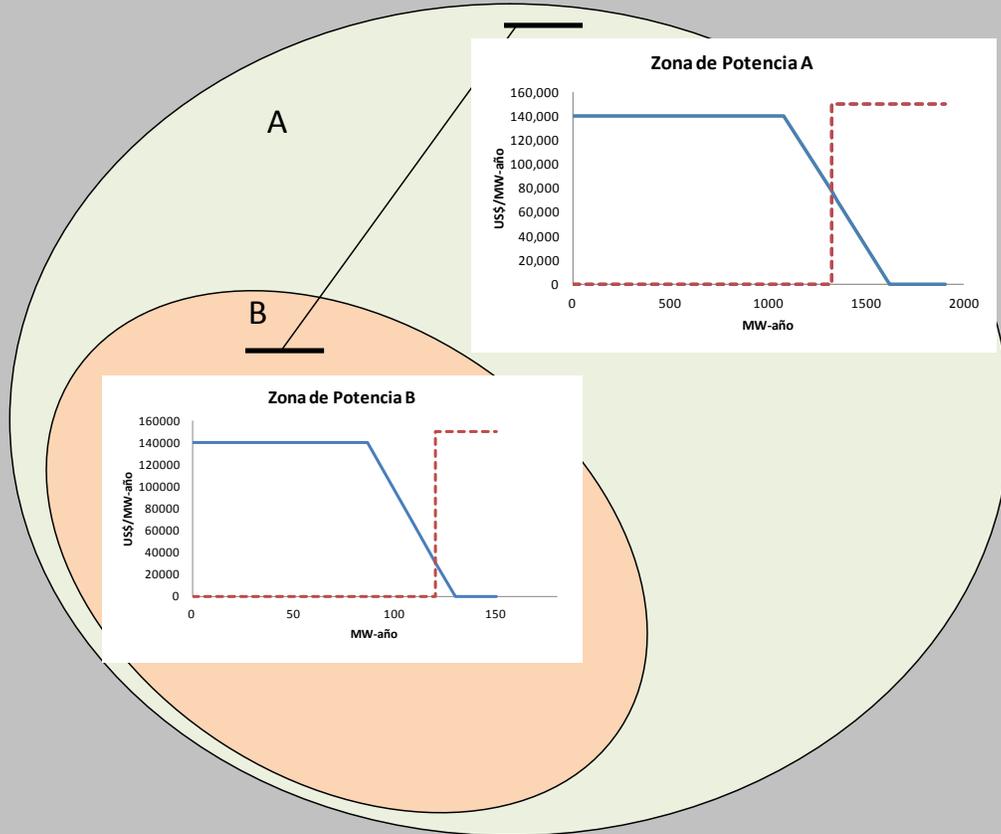


Caso 2 (situación “anormal”):

Cambiando únicamente los datos de oferta por los mostrados en la tabla siguiente, se obtienen los siguientes resultados:

zp	Gen	PAA	Precio de Intersección	PCP	Potencia Eficiente (cifra)	Potencia Eficiente
A	1200	1320	77,778	77,778	240.0	206.4
B	120	120	31,111	77,778	33.6	33.6

La siguiente figura muestra las curvas de oferta y demanda para las zp, y su intersección, también mostrada en la tabla anterior. El Precio de Cierre de Potencia en la zp anidada B corresponde al precio mayor entre el Precio de Cierre de Potencia para esa Zona de Potencia anidada y el Precio de Cierre de la Potencia de la zp A que la contiene. Dichos precios se muestran en la tabla anterior. *En este caso el PCP de la zp anidada B es menor que aquel de la zp A que la contiene.*

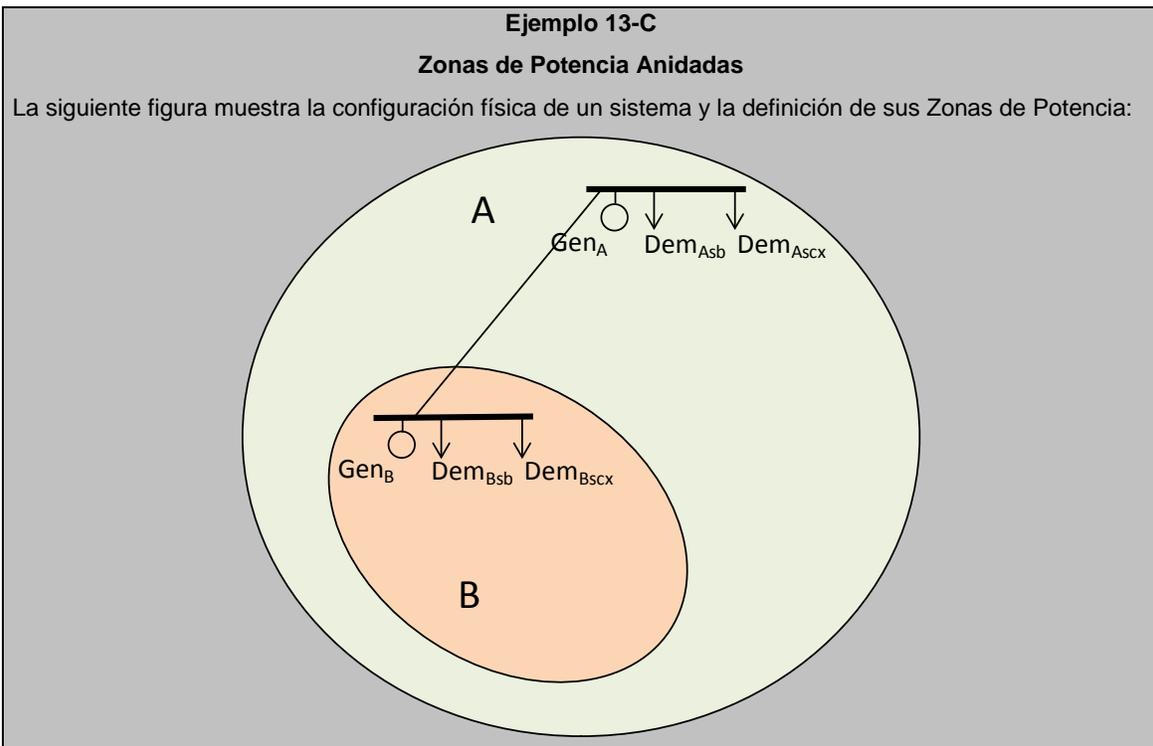
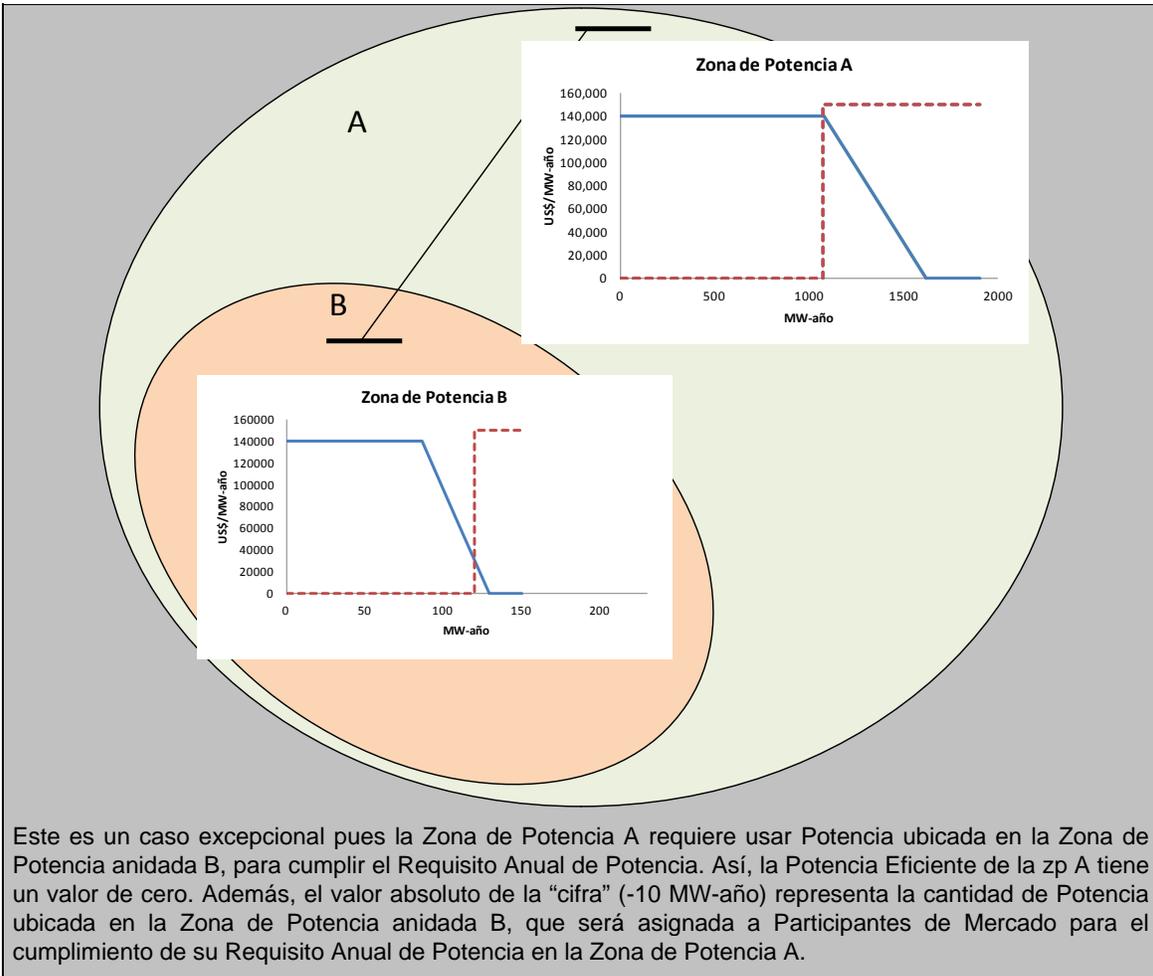


Caso 3 (situación “excepcional”):

Cambiando nuevamente los datos de oferta por los mostrados en la tabla siguiente, se obtienen los siguientes resultados:

zp	Gen	PAA	Precio de Intersección	PCP	Potencia Eficiente (cifra)	Potencia Eficiente
A	950	1070	140,000	140,000	-10.0	0.0
B	120	120	31,111	140,000	33.6	23.6

La siguiente figura muestra las curvas de oferta y demanda para las zp, y su intersección, también mostrada en la tabla anterior. El Precio de Cierre de Potencia en la zp anidada B corresponde al precio mayor entre el Precio de Cierre de Potencia para esa Zona de Potencia anidada y el Precio de Cierre de la Potencia de la zp A que la contiene. Dichos precios se muestran en la tabla anterior. *En este caso el PCP de la zp anidada B es menor que aquel de la zp A que la contiene.*



Este ejemplo es similar al caso “normal” del ejemplo 13-B, excepto que se tienen dos Entidades Responsables de Carga: un Suministrador de Servicios Básicos (sb) y un Suministrador de Servicios Calificados (scx) con Centros de Carga en nodos de la *zp* anidada B y Centros de Carga en nodos fuera de dicha *zp* B pero dentro de la *zp* A, tal como se muestra en la figura arriba.

Utilizando los siguientes datos, totalmente ficticios (se han eliminado los subíndices por simplificación):

- $CfTecRef = 70,000 \text{ US\$/MW-año}$  (costos fijos de la Tecnología de Generación de Referencia)
- $RAP = CD (1+RPm) PZRCE$
- $VRAPE = CD (1+RPe) PZRCE$

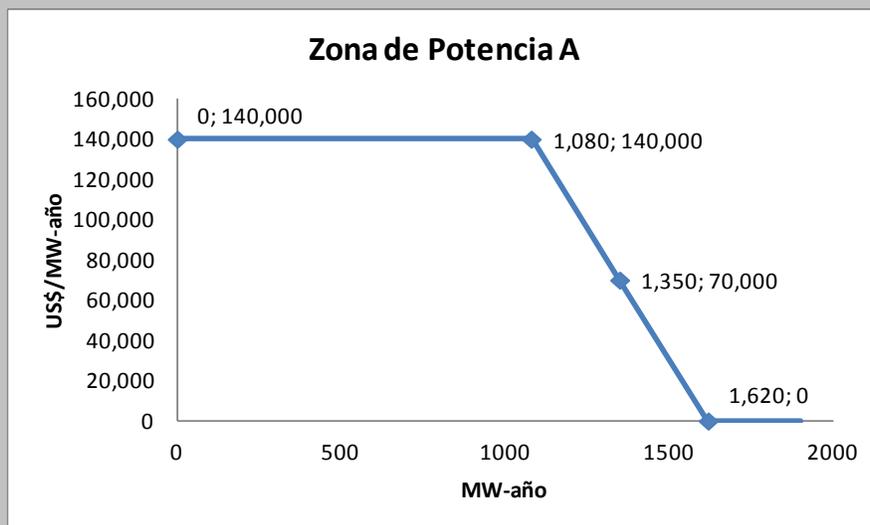
zp	PM	Dem	CD	PZRCE	RPm	Rpe	RAP	VERAP
A	Asb	890	915	1.0	0.08	0.35	988.2	1235.25
	Ascx	10	85	1.0	0.08	0.35	91.8	114.75
B	Bsb	25	25	0.8	0.08	0.35	21.6	27.00
	Bscx	75	75	0.8	0.08	0.4	64.8	81.00

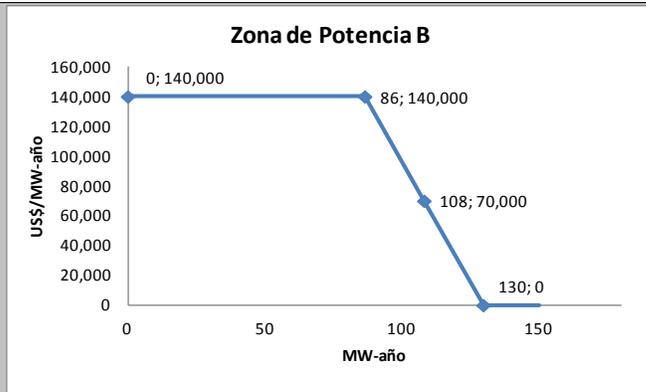
A nivel de *zp*, los datos del ejemplo 13-B siguen siendo válidos:

zp	Dem	CD	PZRCE	RPm	Rpe	RAP	VRAPE
A	900.0	1000.0	1.0	0.08	0.35	1080.0	1350.0
B	100.0	100.0	0.8	0.08	0.35	86.4	108.0

Dem representa el promedio de la demanda medida en los Centros de Carga de cada ERC, mostrados en la figura arriba, en las 100 HC de la respectiva *zp*. Por simplificación se considera que las 100 HC de las *zp* coinciden. Observe que CD (base de la curva de demanda) para la *zp* A considera la demanda de todos los nodos contenidos en la *zp* anidada B, así como aquella de los nodos fuera de la *zp* B pero dentro de la *zp* A; esto para cada ERC.

Considerando que no existen Transacciones Bilaterales de Potencia, las curvas de demanda se muestra en las siguientes figuras:



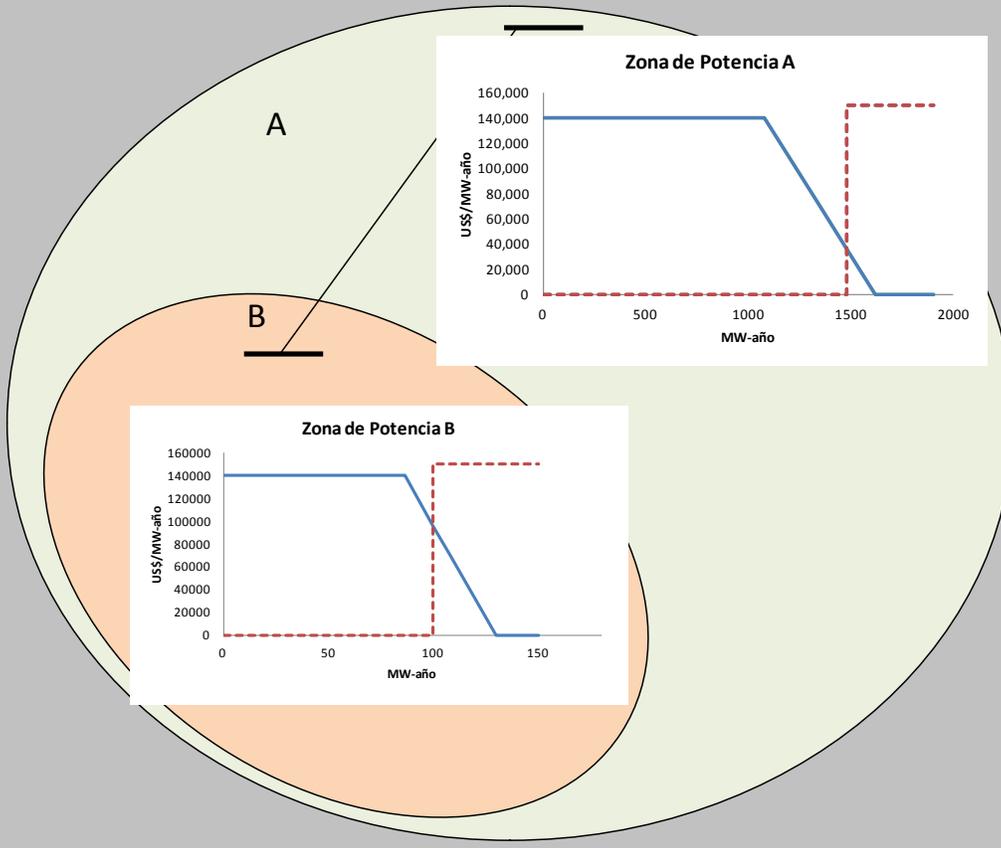


Por el lado de la oferta se tienen los siguientes datos, donde Gen representa la CE total por las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en los nodos de cada *zp*. Observe que, al igual que la demanda, la curva de oferta (PAA) de la *zp* A contiene tanto la generación contenida en su *zp* anidada B, como aquella fuera de la *zp* B pero dentro de la *zp* A:

<i>zp</i>	Gen	PAA	Precio de Intersección	PCP	Potencia Eficiente (cifra)	Potencia Eficiente
A	1380	1480	36,296	36,296	400.0	386.4
B	100	100	95,926	95,926	13.6	13.6

La tabla también muestra el precio obtenido de la intersección de las curvas de oferta y demanda, el Precio de Cierre de Potencia, la Potencia Eficiente sin considerar las Zonas de Potencia anidadas, así como la Potencia Eficiente. *El PCP de la zp anidada B es mayor que el de la zp A que la contiene.*

La siguiente figura muestra las curvas de oferta y demanda para las *zp*, así como su intersección.



Como puede observarse de la figura arriba, el RAP de ambas ERC y para ambas *zp* es satisfecho.

La tabla siguiente muestra las Cantidades de Potencia Adquiridas por cada ERC en cada *zp*. Como puede comprobarse, considerando las cantidades preliminares la Oferta de Venta de 100 MW-año aparentemente se vende dos veces, una en la *zp* B y otra en la *zp* A.

zp	PM	Preliminar			Final		
		OCP	PE	Total	OCP	PE	Total
A	Asb	988.2	366.0	1354.2	966.6	362.6	1329.2
	Ascx	91.8	34.0	125.8	27.0	23.8	50.8
B	Bsb	21.6	3.4	25.0	21.6	3.4	25.0
	Bscx	64.8	10.2	75.0	64.8	10.2	75.0
Total		1166.4	413.6	1580.0	1080.0	400.0	1480.0

Sin TBPot, el RAP se convierte en la Oferta de Compra de Potencia (OCP) de cada ERC en cada *zp*:

- *zp* A:  $988.2 + 91.8 = 1,080.0$  MW-año
- *zp* B:  $21.6 + 64.8 = 86.4$  MW-año

Note, sin embargo, que los 86.4 MW-año de la *zp* B, también están considerados en los 1,080.0 MW-año de la *zp* A.

Por el lado de la oferta, la PAA se convierte en la Oferta de Venta de Potencia (OVP) de cada UCE en cada *zp*:

- *zp* A: 1,480.0 MW-año
- *zp* B: 100.0 MW-año

De nuevo, note que los 100 MW-año de la *zp* B, también están considerados en los 1,480.0 MW-año de la *zp* A.

La PE es la diferencia entre el total de las OVP y el total de las OCP para cada *zp*:

- *zp* A:  $1,480.0 - 1,080.0 = 400$  MW-año
- *zp* B:  $100.0 - 86.4 = 13.6$  MW-año

Y una vez más, note que los 13.6 MW-año de la *zp* B, también están considerados en los 400.0 MW-año de la *zp* A. La PE de cada *zp* se distribuye entre las ERC de manera proporcional a su RAP:

- *zp* A:  $400 \cdot 988.2 / (988.2 + 91.8) = 366$  MW-año a la ERC sb y
- *zp* A:  $400 \cdot 91.8 / (988.2 + 91.8) = 34$  MW-año a la ERC scx
- *zp* B:  $13.6 \cdot 21.6 / (21.6 + 64.8) = 3.4$  MW-año a la ERC sb y
- *zp* B:  $13.6 \cdot 64.8 / (21.6 + 64.8) = 10.2$  MW-año a la ERC scx

Las cantidades anteriores son preliminares puesto que no se ha considerado que las cantidades adquiridas por las ERC en la *zp* A ya incluyen las cantidades adquiridas por dichas ERC en la *zp* B. Así, a las cantidades adquiridas en la *zp* A se les deben restar aquellas cantidades adquiridas en la *zp* B a fin de evitar doble contabilización:

*zp* A: sb  $988.2 - 21.6 = 966.6$  MW-año para satisfacer su RAP, y  
 $366.0 - 3.4 = 362.6$  MW-año de PE  
 scx  $91.8 - 64.8 = 27.0$  MW-año para satisfacer su RAP, y  
 $34.0 - 10.2 = 23.8$  MW-año de PE

Para la *zp* B, dado que no tiene *zp* anidadas, las cantidades finales son iguales a las cantidades preliminares.

**8.7 Incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia**

**8.7.1** El CENACE calculará para cada Participante del Mercado la Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia conforme a la fórmula siguiente:

$$CIONP_{pm,zp,a} = ONP_{pm,zp,a} - PAMBP_{pm,zp,a} \quad \forall pm, zp, a \quad [MW \text{ año}]$$

Donde:

$CIONP_{pm,zp,a}$  es la Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia para el Participante del Mercado  $pm$  en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  para el año  $a$ .

$ONP_{pm,zp,a}$  es la Obligación Neta de Potencia para el Participante del Mercado  $pm$  en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  y para el año  $a$ .

$PAMBP_{pm,zp,a}$  es la Potencia adquirida por el Participante del Mercado  $pm$  en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia  $zp$  en el año  $a$ .

**8.7.2** Cuando existan Zonas de Potencia Anidadas dentro de la Zona de Potencia considerada al calcular la Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia en los términos del numeral anterior, se realizarán los ajustes necesarios para evitar que se dupliquen las cantidades de incumplimiento consideradas y para evitar que no sean tomadas en cuenta.

**8.8 Publicación de los resultados del Mercado para el Balance de Potencia**

**8.8.1** El CENACE publicará los resultados del Mercado para el Balance de Potencia en el Sistema de Información del Mercado a más tardar al tercer día hábil siguiente a la fecha o periodo en que se haya realizado el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente. El CENACE deberá al menos publicar la siguiente información:

- (a) Las Obligaciones Netas de Potencia para cada Zona de Potencia y para cada Participante del Mercado.
- (b) El Precio de Cierre de Potencia Estimado para cada Zona de Potencia.
- (c) El Precio Máximo de Potencia para cada Zona de Potencia.
- (d) El Precio de Cierre de Potencia para cada Zona de Potencia.
- (e) El Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia.
- (f) La cantidad de Potencia Eficiente adquirida en cada Zona de Potencia.
- (g) El precio unitario del Cargo para el Aseguramiento de la Potencia para cada Zona de Potencia (de ser el caso).
- (h) La información utilizada para el cálculo del Precio Máximo de Potencia y del Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia, incluyendo como mínimo:
  - (i) El precio de la energía para cada hora del año en la ubicación de la tecnología de Generación de Referencia. En caso de haber más de una ubicación, se utilizará el promedio ponderado.
  - (ii) El costo variable de la Tecnología de Generación de Referencia.
  - (iii) El costo del combustible en Pesos/MMBTU para cada día del año para la Tecnología de Generación de Referencia. En caso de utilizar más de un nodo se utilizará el promedio ponderado del combustible.
  - (iv) El régimen térmico en MMBtu/MWh para la Tecnología de Generación de Referencia a 75% de su capacidad en condición de sitio.
  - (v) Otros cálculos aplicables utilizados para el cálculo del IMTGR que el CENACE haya aplicado.
- (i) La información utilizada para el cálculo del Cargo de Aseguramiento de Potencia para cada Zona de Potencia, incluyendo como mínimo:
  - (i) La Cantidad de Potencia Adquirida en el Mercado menos las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado.
  - (ii) La Obligación Anual de Potencia total de las Entidades Responsables de Carga.
- (j) El CENACE deberá también publicar en formato Microsoft Excel los detalles de los cálculos, así como las tablas o bases de datos que forman parte de los cálculos. Una versión ejecutiva del cálculo será publicada en un documento en Microsoft Word, o en un PDF de un documento en Microsoft Word.

- 8.8.2** El CENACE hará del conocimiento de cada Participante del Mercado, a través del Sistema de Información del Mercado y a más tardar al tercer día hábil siguiente a la fecha o periodo en que se haya realizado el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente, la siguiente información para cada Zona de Potencia:
- (a) A cada Participante del Mercado:
    - (i) Sus Ofertas de Compra de Potencia.
    - (ii) Sus Ofertas de Venta de Potencia.
    - (iii) Su Obligación Neta de Potencia Incumplida.
    - (iv) Su Obligación Neta de Potencia.
    - (v) Su Potencia Anual Acreditada a partir de Recursos de Demanda Controlable Garantizada.
    - (vi) Su monto de pago correspondiente al Cargo de Aseguramiento de Potencia (de ser el caso).
    - (vii) Su Potencia Anual Acreditada a partir de las Unidades de Central Eléctrica que haya representado en el Mercado Eléctrico Mayorista.
    - (viii) Su Obligación Neta de Potencia.
- 8.8.3** El CENACE deberá publicar a través del Sistema de Información del Mercado al menos la información siguiente:
- (a) Con respecto a las Horas Críticas:
    - (i) Las Horas Críticas identificadas por el CENACE para cada Zona de Potencia para cada año que haya transcurrido a partir del inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.
    - (ii) El primer día de cálculo y el último día de cálculo que hayan sido utilizados para la identificación de las Horas Críticas.
  - (b) Con respecto a las Zonas de Potencia:
    - (i) La información a que hace referencia el numeral 4.3.1.
    - (ii) Los resultados de las evaluaciones y reevaluaciones de las Zonas de Potencia en los términos del numeral 4.3.2.
  - (c) Con respecto a la Política de Confiabilidad:
    - (i) La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable (PENS Máxima).
    - (ii) El Valor de la Energía No Suministrada (VENS) que se utilizará para fines de planeación en la presente sección.
    - (iii) La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS Eficiente).
    - (iv) Los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima para los sistemas interconectados, con base en la PENS Máxima y los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en la PENS Eficiente.
    - (v) Los factores de PENS Máxima, VENS y PENS Eficiente.
    - (vi) Los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente.
    - (vii) El Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia.
  - (d) Con respecto a la Tecnología de Generación de Referencia:
    - (i) Los costos y características técnicas utilizadas en la presente sección para cada Tecnología de Generación de Referencia.
    - (ii) Las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas por lo menos cuatro meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia en donde se utilice esta información.
  - (e) Con respecto a la operación de cada Mercado para el Balance de Potencia:
    - (i) El Precio de Cierre Potencia para cada Zona de Potencia.
    - (ii) En su caso, el monto total del Cargo de Aseguramiento de Potencia.
    - (iii) Los Participantes del Mercado en Incumplimiento de su Obligación Neta de Potencia.

**CAPÍTULO 9****Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia**

---

**9.1 Proceso de liquidación, estados de cuenta, facturación y pagos**

**9.1.1** Los procesos de liquidación, emisión de estados de cuenta, validación de precios, emisión de facturas y de pagos para el Mercado para el Balance de Potencia se realizarán conforme a lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico; el Manual de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos; el Manual de Medición para Liquidaciones, las demás Reglas del Mercado que resulten aplicables, y en las disposiciones del presente Capítulo que establecen reglas específicas aplicables sólo a las transacciones realizadas a través del Mercado para el Balance de Potencia.

**9.1.2** Para efectos de liquidación, emisión de estados de cuenta y emisión de facturas, se entenderá como "Día de Operación" del Mercado para el Balance de Potencia el día en que ese mercado se realice conforme a lo previsto en el Capítulo 8. Cuando su realización abarque más de un día, entonces se entenderá como "Día de Operación" el último día del periodo en el cual se realice ese mercado.

**9.1.3** En caso de revisiones que resulten en correcciones a la Capacidad Entregada o al Requisito Anual de Potencia atribuible a cualquier Participante del Mercado, el CENACE recalculará las cantidades asignadas a todos los participantes en el Mercado de Balance de Potencia y reflejará dichas correcciones en la siguiente re-liquidación. En caso de dichas correcciones, el CENACE no realizará correcciones a los Precios Netos de la Potencia utilizados en dicha liquidación.

**9.2 Cálculo de cargos y abonos**

**9.2.1** Para cada Participante del Mercado el CENACE calculará el importe abonado o cargado que le corresponda en función de la cantidad de Potencia que haya comprado o vendido a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, de acuerdo con el Precio Neto de Potencia para esa Zona de Potencia, y cuando se trate de una Entidad Responsable de Carga, también tomará en cuenta el monto que, en su caso, ese Participante del Mercado deba cubrir por concepto del Cargo de Aseguramiento de Potencia para esa Zona de Potencia.

**9.2.2** Cuando el CENACE opera el Balance de Potencia para un sistema interconectado en el mismo día que se opera para un sistema interconectado distinto, el CENACE realizará el cálculo de los importes abonados o cargados que le correspondan a cada Participante del Mercado de manera integral, es decir, calculará el importe abonado o cargado que le corresponda en función de la cantidad de Potencia que ese Participante del Mercado haya comprado o vendido en los distintos Mercados para el Balance de Potencia, de acuerdo con el Precio Neto de Potencia que corresponda a cada uno de ellos, y cuando se trate de una Entidad Responsable de Carga, también tomará en cuenta los montos que, en su caso, deba cubrir ese Participante del Mercado por concepto del Cargo de Aseguramiento de Potencia para cada uno de los sistemas interconectados.

**9.3 Liquidación de Sanciones**

**9.3.1** La CRE determinará las sanciones aplicables a los Participantes en Incumplimiento de la Obligación de Potencia. En términos del Manual de Liquidación y Estados de Cuenta, los Participantes en Incumplimiento de su Obligación Neta de Potencia pagarán sus penalizaciones al CENACE, quien las distribuirá al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

**9.3.2** La CRE determinará las sanciones aplicables a los Participantes del Mercado que incumplan su Requisito Contractual de Potencia.

**9.3.3** La Autoridad de Vigilancia de Mercado determinará las sanciones aplicables a los Participantes del Mercado que manipulen el Mercado para el Balance de Potencia.

**9.4 Generadores Exentos**

**9.4.1** Los Suministradores de Servicios Básicos pagarán por la Potencia a los Generadores Exentos que representan, de conformidad con las contraprestaciones definidas por la CRE, mientras que los Suministradores de Servicios Calificados pueden acordar libremente el precio que pagarán por la Potencia de los Generadores Exentos que representan.

**9.4.2** Las cantidades y los precios pagados por los Suministradores a los Generadores Exentos no le serán informadas al CENACE y no constituirán un ingreso para el Mercado para el Balance de Potencia.

**CAPÍTULO 10****Confiability del Sistema Eléctrico Nacional****10.1 Política de Confiability**

**10.1.1** Corresponderá a la Secretaría establecer la Política de Confiability y, para dichos fines, determinará y dará a conocer los valores siguientes:

- (a) La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Máxima).
- (b) El Valor de la Energía No Suministrada (VENS).
- (c) La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Eficiente) que será determinada tomando en cuenta el Valor de la Energía no Suministrada y el costo de la capacidad de la Tecnología de Generación de Referencia.
- (d) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima (para cada uno de los sistemas interconectados y calculados con base en la PENS Máxima).
- (e) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente (para cada uno de los sistemas interconectados y de acuerdo con la PENS Eficiente).

**10.1.2** La PENS Máxima se sujetará a lo siguiente:

- (a) Deberá establecerse para reflejar la política de la Secretaría en vigor con respecto al nivel de Confiability aceptable en el SEN.
- (b) La PENS Máxima se deberá expresar en términos del porcentaje de horas en que se espera sea reducida la carga por condiciones de emergencia, con base en la planeación a futuro, por motivos de falta de disponibilidad de energía.
- (c) La PENS Máxima podrá ser especificada alternativamente con base al término "una en X años"; o en aquella forma que la Secretaría y el CENACE acuerden sea eficiente y conveniente.

**10.1.3** El Valor de la Energía No Suministrada (VENS) se sujetará a lo siguiente:

- (a) La Secretaría podrá determinar el VENS con base en criterios tales como una estimación del costo típico de las reducciones involuntarias de carga para los consumidores afectados, y para la sociedad en general (de ser el caso), los niveles de VENS aplicables internacionalmente a los mercados eléctricos mayoristas, ajustados para el contexto mexicano, o con cualquier otro criterio que establezca la Secretaría en la Política de Confiability.
- (b) El VENS se expresará como una magnitud económica expresada en moneda nacional o extranjera por MWh de conformidad con lo que establezca la Secretaría en la Política de Confiability.
- (c) El VENS aplicará a todas las Zonas de Potencia.
- (d) El VENS determinado para el SEN deberá ser utilizado en el cálculo de la PENS Eficiente, la cual se usa en el cálculo del Nivel de Potencia Eficiente.

**10.1.4** La PENS Eficiente se sujetará a lo siguiente, excepto cuando la Secretaría establezca criterios diferentes en la Política de Confiability:

- (a) La PENS Eficiente será determinada con base en el VENS y el costo de capacidad de las Tecnologías de Generación de Referencia determinado por el CENACE de conformidad con la sección 11.4.2. La PENS Eficiente es aquella que mejor equilibre el valor de no perder carga, contra los costos de instalar capacidad adicional para reducir la probabilidad de perder carga. La Secretaría identificará el nivel de PENS al punto óptimo donde los costos incrementales de pérdida de carga y de instalación de capacidad son iguales.
- (b) Deberá existir una PENS Eficiente para cada sistema interconectado. Esto significa que, aunque el CENACE identificará una Tecnología de Generación de Referencia por separado para cada Zona de Potencia, la Secretaría considerará un solo valor para la PENS Eficiente de cada sistema interconectado.
- (c) La PENS Eficiente debe tener un valor menor a la PENS Máxima. Si la Secretaría calcula la PENS Eficiente conforme a los pasos anteriores de modo que no se cumpla con esta condición, entonces la Secretaría debe resolver dicha inconsistencia llevando a cabo una o más de las siguientes acciones hasta que la PENS Eficiente tenga una probabilidad menor a la PENS Máxima:

- (i) ajustar (por ejemplo, aumentar) el VENS;
- (ii) ajustar (por ejemplo, aumentar) la PENS Máxima, tomando en cuenta las implicaciones y las restricciones de tiempo involucradas dado que los Requisitos Anuales de Potencia de cada Participante del Mercado serían impactados; o bien,
- (iii) reevaluar el método para determinar la compensación o selección de la Tecnología de Generación de Referencia.

**10.1.5** Los factores para la PENS Máxima, VENS y PENS Eficiente se sujetarán a lo siguiente:

- (a) La Secretaría será responsable de determinar el valor de cada uno de esos factores.
- (b) La Secretaría podrá apoyarse del CENACE y de expertos independientes para que le brinden apoyo en la determinación del valor de esos factores.
- (c) La Secretaría deberá determinar el valor inicial de esos factores con al menos tres meses de anticipación al cierre del año para que se lleve a cabo la operación del primer Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) La Secretaría deberá revisar el valor de esos factores cuando menos cada tercer año a partir de su determinación inicial y deberá establecer nuevos valores, o en su defecto, confirmar que los valores seguirán vigentes.
- (e) La Secretaría deberá comunicar al CENACE el valor de esos factores inmediatamente después de haber determinado los valores iniciales o los valores subsecuentes.
- (f) El CENACE deberá llevar a cabo las siguientes acciones:
  - (i) Publicar los valores en el Sistema de Información del Mercado.
  - (ii) Utilizar los nuevos valores en todos los análisis para los que se requiera esos factores.

**10.1.6** La Secretaría determinará los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Margen de Reserva y de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Requisito de Potencia (VIRPm-MR y VIRPm-RP) y los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Margen de Reserva y de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Requisito de Potencia (VIRPe-MR y VIRPe-RP) para cada sistema interconectado, para lo cual deberá observar las disposiciones siguientes:

- (a) La Secretaría desarrollará un concepto único de la Reserva de Planeación Mínima para cada sistema interconectado, sin embargo la Secretaría expresará dicho concepto dos veces para cada sistema interconectado a fin de expresar la Reserva de Planeación Mínima en términos del Margen de Reserva y en términos del requisito de potencia (VIRPm-MR y VIRPm-RP).

Tanto el VIRPm-MR como el VIRPm-RP corresponderán al mismo nivel de Capacidad Instalada, y por lo tanto al mismo nivel de Confiabilidad.
- (b) La Secretaría desarrollará un concepto único de la Reserva de Planeación Eficiente indicativa para cada sistema interconectado, sin embargo la Secretaría expresará dicho concepto dos veces para cada sistema interconectado a fin de expresar la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva y en términos del Requisito de Potencia (VIRPe-MR y VIRPe-RP).

Tanto el VIRPe-MR como el VIRPe-RP corresponderán al mismo nivel de Capacidad Instalada, y por lo tanto al mismo nivel de Confiabilidad.
- (c) La indicación de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva (VIRPm-MR y VIRPe-MR) deberá cumplir con lo siguiente:
  - (i) Cada VIRPm-MR y VIRPe-MR se indica como porcentaje de la demanda máxima del sistema interconectado respectivo.
  - (ii) La demanda máxima incluye la energía consumida por pérdidas, por lo cual se calcula por balance (generación neta en una Zona de Potencia más energía que entra a esa zona y menos energía sale de esa zona).
  - (iii) Se basa en la Capacidad Instalada de generación (capacidad de placa).
  - (iv) El VIRPm-MR y VIRPe-MR son el nivel de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Eficiente que, al ser cumplidos por la Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado, se espera resulten en la PENS Máxima y PENS Eficiente, respectivamente, en el sistema interconectado. Por ejemplo: (la demanda máxima en el sistema interconectado multiplicada por (1 más VIRPm-MR) equivale al nivel de

Capacidad Instalada en el sistema interconectado que se espera resulte en la PENS Máxima en la Zona de Potencia); y, (la demanda máxima en el sistema interconectado multiplicada por (1 más VIRPe-MR) equivale al nivel de Capacidad Instalada en el sistema interconectado que se espera resulte en la PENS Eficiente en la Zona de Potencia).

- (v) Cabe señalar que se pretende que el VIRPm-MR y el VIRPe-MR se indiquen en línea con el concepto de margen de reserva utilizado a nivel internacional, en la planeación de sistemas eléctricos a fin de facilitar la comparación de resultados con otras jurisdicciones y la compatibilidad con la literatura y metodologías comúnmente utilizadas.
- (d) La indicación de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente como VIRPm-RP y VIRPe-RP, respectivamente, deberá cumplir con lo siguiente:
  - (i) Cada VIRPm-RP y VIRPe-RP se indica como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas total de las Entidades Responsables de Carga en el sistema interconectado respectivo.
  - (ii) La demanda no incluye la energía consumida por pérdidas antes de su venta a las Entidades Responsables de Carga (típicamente correspondientes a las pérdidas en la Red Nacional de Transmisión), por lo cual se calcula por retiros (suma de ventas a las Entidades Responsables de Carga). La demanda sí incluye la energía consumida por pérdidas después de su venta a las Entidades Responsables de Carga, típicamente correspondientes a las Redes Generales de Distribución.
  - (iii) Se basa en la Capacidad Entregada de generación.
  - (iv) El VIRPm-RP y VIRPe-RP son el nivel de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Eficiente que, al ser cumplidos por la Capacidad Entregada en el sistema interconectado, se espera resulten en la PENS Máxima y PENS Eficiente respectivamente, en el sistema interconectado. Por ejemplo: (la Demanda en Horas Críticas en el sistema interconectado multiplicada por (1 más el VIRPm-RP) equivale al nivel de Capacidad Entregada en la Zona de Potencia que se espera resulte en la PENS Máxima en el sistema interconectado); y (la Demanda en Horas Críticas en el sistema interconectado multiplicada por (1 más el VIRPe-RP) equivale al nivel de Capacidad Entregada en la Zona de Potencia que se espera resulte en la PENS Eficiente en el sistema interconectado).
  - (v) Cabe señalar que el VIRPm-RP y VIRPe-RP permiten el uso de dichos valores directamente en la Resolución RES/916/2015 para el cálculo de requisitos de Potencia.
- (e) Los valores de VIRPm-MR y el VIRPm-RP en un sistema interconectado deben ser menores a los valores de VIRPe-MR y VIRPe-RP, respectivamente. La metodología utilizada por la Secretaría para determinar los porcentajes indicativos de la Reserva de Planeación Mínima y de la Reserva de Planeación Eficiente debe ser una donde al ingresar una PENS se produzca un menor porcentaje de reserva de planeación, todas las demás cosas siendo iguales. Con una metodología tal, dado el hecho de que el numeral 10.1.4(c) requiere que la PENS Eficiente sea menor a la PENS Máxima, el VIRPm-MR y el VIRPm-RP serán menores al VIRPe-MR y al VIRPe-RP, respectivamente, para cada sistema interconectado.
- (f) La Secretaría podrá apoyarse del CENACE y de expertos independientes determinar el VIRPm-MR (y el VIRPm-RP) y el VIRPe-MR (y el VIRPe-RP).

**10.1.7** El VIRPm-MR, VIRPm-RP, VIRPe-MR, y VIRPe-RP para cada sistema interconectado para un año deberán ser publicados o notificados por la Secretaría al CENACE por lo menos con tres meses de anticipación al inicio de dicho año, y para el año 2016, por lo menos tres meses antes de la operación del primer Mercado para el Balance de Potencia. El CENACE publicará dichos valores en el Sistema de Información del Mercado en un plazo no mayor a 3 días después de haber sido notificado.

## **10.2 Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente**

**10.2.1** Es responsabilidad de la CRE determinar los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima (RPm) y Reserva de Planeación Eficiente (RPe) para cada sistema interconectado por lo menos un mes antes del inicio de cada año.

- 10.2.2** Al establecer los porcentajes a los que se refiere el numeral anterior, la CRE deberá considerar lo siguiente:
- (a) Los valores de R<sub>Pm</sub> de la CRE son directamente comparables a la reserva de planeación indicativa de la Secretaría como a los valores VIR<sub>Pm-RP</sub> (mas no aquellos indicados como los valores VIR<sub>Pm-MR</sub>), dado que la Resolución RES/916/2015 de la CRE no incluye factores para convertir entre términos de Margen de Reserva y términos de requisitos de Potencia.
  - (b) Los valores de R<sub>Pe</sub> de la CRE son directamente comparables a la reserva de planeación indicativa de la Secretaría como a los valores VIR<sub>Pe-RP</sub> (mas no aquellos indicados como los valores VIR<sub>Pe-MR</sub>), dado que la Resolución RES/916/2015 de la CRE no incluye factores para convertir entre términos de margen de reserva y términos de requisitos de Potencia.
  - (c) Los valores de R<sub>Pm</sub> y R<sub>Pe</sub> determinados por la CRE deberán ser aquellos que se requieran para lograr la PENS Máxima y la PENS Eficiente, respectivamente.
- 10.3 Estudios técnicos del CENACE para el cálculo de porcentajes zonales**
- 10.3.1** El CENACE llevará a cabo estudios técnicos para calcular los requerimientos específicos de capacidad para cada Zona de Potencia con el fin de alcanzar los niveles de Confiabilidad establecidos en la Política de Confiabilidad de la Secretaría.
- (a) El CENACE deberá completar dichos estudios y entregarlos a la CRE y a la Secretaría por lo menos 2 meses antes de que concluya cada año.
  - (b) Estos estudios deberán cubrir el número de años en los que se tenga certeza de la expansión de la red de transmisión.
  - (c) Estos estudios considerarán la cantidad de Potencia que las Entidades Responsables de Carga deberán adquirir para cada Zona de Potencia con el fin de cumplir con los niveles de Confiabilidad establecidos en la Política de Confiabilidad de la Secretaría.
  - (d) Estos estudios considerarán la conveniencia de incorporar nuevas Zonas de Potencia o de modificar las que ya existan.
  - (e) Estos estudios están sujetos a la aprobación de la CRE.
- 10.3.2** Al llevar a cabo los estudios técnicos de requerimientos de capacidad que se mencionan en el numeral anterior, el CENACE deberá determinar para el siguiente año los porcentajes recomendados para el porcentaje de los Requerimientos de Potencia en cada Zona de Potencia que las Entidades Responsables de Carga deberán adquirir a partir de Recursos ubicados en dicha Zona de Potencia. Los porcentajes son recomendaciones para los valores de Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada utilizados para determinar el Requisito Anual de Potencia y el Requisito de Potencia Eficiente.
- 10.4 Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada**
- 10.4.1** Con el soporte técnico del CENACE, incluyendo, de ser necesario, los estudios técnicos que se mencionan en la sección 10.3, la CRE determinará el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para cada Zona de Potencia antes de cada año calendario.
- 10.4.2** Aunque los estudios técnicos hechos por el CENACE de conformidad con la sección 10.3 incluirán una recomendación para cada Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada, corresponderá a la CRE determinar el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada, por lo que el valor determinado por la CRE puede diferir de la recomendación realizada por el CENACE.
- 10.4.3** El Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada debe ser del 100% para aquellas Zonas de Potencia que en sí sean sistemas interconectados.
- 10.4.4** Además de determinar los valores de Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para el siguiente año, la CRE también determinará los valores estimados para los tres años posteriores al año calculado para que el CENACE y los Participantes del Mercado realicen su planeación. Estos valores son indicativos, por lo que se sustituirán cada año por los valores que se determinan para cada año.
- 10.4.5** Por ser un procedimiento anual, el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada de un sistema interconectado puede cambiar de año a año.
- 10.4.6** Una vez determinados, la CRE deberá informar al CENACE los valores a que hace referencia los numerales anteriores y el CENACE deberá publicar inmediatamente en el Sistema de Información del Mercado los valores del Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para cada Zona de Potencia.

**CAPÍTULO 11****Tecnología de Generación de Referencia****11.1 Identificación de la Tecnología de Generación de Referencia**

**11.1.1** El CENACE deberá identificar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia de acuerdo con lo siguiente:

- (a) La Tecnología de Generación de Referencia identificada por el CENACE para cada Zona de Potencia deberá ser aquella que represente el menor costo nivelado, considerando, en su caso, el punto de interconexión de la Tecnología de Generación de Referencia, un factor de planta teórico de 100/8,760 y lo previsto en los numerales 11.1.2 a 11.1.5.
- (b) El CENACE podrá determinar que la misma Tecnología de Generación de Referencia es aplicable a varias Zonas de Potencia.
- (c) Cada tres años el CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado y por lo menos cuatro meses antes de la operación del siguiente Mercado para el Balance de Potencia, las Tecnologías de Generación de Referencia identificadas y sus costos y características técnicas.
- (d) Las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas estarán sujetas a la no objeción por parte de la CRE, la cual se considerará emitida cuando ese órgano regulador no objete la propuesta correspondiente dentro de los 20 días contados a partir de la fecha en que le haya sido notificada esa propuesta.

**11.1.2** El CENACE determinará el costo de inversión nivelado real para la Tecnología de Generación de Referencia con base en los siguientes costos, en caso de que sean aplicables:

- (a) Costo de inversión del proyecto estimado al momento de hacer el cálculo. Los costos del proyecto pueden incluir, entre otros insumos, los siguientes:
  - (i) Costos de adquisición del sitio (terreno).
  - (ii) Costos de ingeniería, procuración, administración de proyecto y construcción.
  - (iii) Costos legales.
  - (iv) Costos de interconexión de la Central Eléctrica a la Red Nacional de Trasmisión o a las Redes Generales de Distribución.
  - (v) Costos de construcción e interconexión de ductos de combustible, de ser el caso, excluyendo las inversiones por terceros recuperadas.
  - (vi) Costos de movilización y contingentes.
- (b) Costos financieros estimados del proyecto.
- (c) La vida operativa económica asumida de la Tecnología de Generación de Referencia, considerando el valor de rescate después de esa vida operativa.
- (d) Una tasa de descuento adecuada basada en los siguientes, o bien, la metodología alternativa que proponga el CENACE:
  - (i) un coeficiente de endeudamiento estándar para nuevos Recursos de generación del tipo de la Tecnología de Generación de Referencia;
  - (ii) costos vigentes de deuda para financiar nuevos Recursos de generación;
  - (iii) costos vigentes de capital para financiar nuevos Recursos de generación; y,
  - (iv) tasas de impuestos, incluyendo ahorros fiscales, en la medida que sean aplicables, relacionadas con gastos en intereses.
- (e) Índices de inflación histórica o futura de los (últimos 5 años si es histórica/proyectada para los siguientes 3 años si es futura) publicados según sea necesario para escalar costos de modo que correspondan al requisito del numeral 11.1.4.
- (f) El CENACE podrá apoyarse de expertos independientes para que le brinden apoyo en la determinación de estos costos.

**11.1.3** El costo de inversión nivelado real por MW-año se deberá calcular para obtener el valor presente neto de la Tecnología de Generación de Referencia considerando lo siguiente:

- (a) La Tecnología de Generación de Referencia incurre los costos asociados con los pasos mencionados en los incisos (a) y (b) del numeral 11.1.2, en línea con la tasa de inflación que se menciona en el inciso (e) del numeral 11.1.2.
- (b) La Tecnología de Generación de Referencia se paga durante cada año de su vida operativa económica por un monto equivalente al costo de inversión nivelado por MW-año escalado al año respectivo usando la tasa de inflación que se menciona en el inciso (e) del numeral 11.1.2.
- (c) El CENACE podrá incluir una estimación del valor de venta al final de la vida económica de la Tecnología de Generación de Referencia como flujo positivo de efectivo, como ingreso de la Tecnología de Generación de Referencia para calcular el valor presente neto.
- (d) Los costos de los incisos (a) y (b) del numeral 11.1.2 se restan de los ingresos del inciso (c) anterior por año para determinar el flujo de caja neto para cada año.
- (e) Los flujos de efectivo netos anuales se descuentan usando la tasa de descuento del inciso (d) del numeral 11.1.2 para formar un valor presente neto.
- (f) El costo de inversión nivelado real por MW-año es el valor que produce un valor presente neto de cero.
- (g) Partiendo del costo fijo total de instalar una Central Eléctrica con la Tecnología de Generación de Referencia (pesos en total), al convertir dicho costo a un costo unitario (pesos por MW), se usará la capacidad neta esperada en el sitio propuesto para la Central Eléctrica con la Tecnología de Generación de Referencia, por lo cual se realizarán ajustes para estimar el derrateo por altura y temperatura en el sitio de dicha Central.
- (h) Asimismo, se realizará una conversión de los valores esperados de Capacidad Instalada a los valores esperados de Potencia acreditada, con base en un factor esperado de salidas forzadas.
- (i) El régimen térmico de los combustibles al que se hace referencia en los numerales siguientes deberá ajustarse en función de la altura y temperatura.
- (j) Los costos asociados con la Tecnología de Generación de Referencia deberán considerarse brutos por lo que se refiere a la infraestructura utilizada y deberán considerarse netos por lo que se refiere a la energía producida.
- (k) La Guía Operativa correspondiente podrá establecer con mayor detalle la forma en que deberán realizarse los cálculos previstos en el presente Capítulo.

**11.1.4** El siguiente factor de escalamiento y las fórmulas de apoyo serán utilizados para escalar el total de los costos fijos nivelados denominados en Pesos y los costos variables de operación y mantenimiento distintos a los costos de combustible de la Tecnología de Generación de Referencia para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia:

$$F_a = FTC_a \cdot 0.70 + FTC_a \cdot FIUS_a \cdot 0.20 + FIMX_a \cdot 0.10$$

$$FTC_a = TC_a / TC_0$$

$$FIUS_a = USPP_a / USPP_0$$

$$FIMX_a = INPP_a / INPP_0$$

Donde

$F_a$  es el factor de escalamiento aplicable para el año  $a$ .

$FTC_a$  es el factor de ajuste aplicable para el año  $a$  para el movimiento de la tasa de cambio.

- FIUS<sub>a</sub>*** es el factor de ajuste aplicable para el año *a* para la inflación en los Estados Unidos.
- FIMX<sub>a</sub>*** es el factor de ajuste aplicable para el año *a* para la inflación en México.
- TC<sub>0</sub>*** es el tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 60 días previos a la fecha en que se publique el informe del CENACE.
- TC<sub>a</sub>*** es el tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 30 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año *a*.
- USPP<sub>0</sub>*** es el Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de turbinas y unidades de turbinas generadoras, publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics (Producer Price Index for Turbine and turbine generator set unit manufacturing), (BLS Series ID PCU333611333611) vigente 60 días previos a la fecha de publicación del informe del CENACE.
- USPP<sub>a</sub>*** es el Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de turbinas y unidades de turbinas generadoras, publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics (Producer Price Index for Turbine and turbine generator set unit manufacturing), (BLS Series ID PCU333611333611) vigente 30 días previos a la fecha de publicación de la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año *a*.
- INPPE<sub>0</sub>*** es el Índice Nacional de Precios Productor sin petróleo y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) vigente 60 días previos a la fecha que se publique el informe del CENACE.
- INPPE<sub>a</sub>*** es el Índice Nacional de Precios Productor sin petróleo y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) vigente 30 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para el Mercado para el Balance de Potencia para el año *a*.
- 11.1.5** Como alternativa a un cálculo “bottom up” de acuerdo con los numerales anteriores de este capítulo, el CENACE puede utilizar informes de los costos fijos y variables de una Tecnología de Generación de Referencia. En la medida que estén disponibles los datos necesarios, el CENACE hará los ajustes correspondientes para considerar diferencias entre las suposiciones utilizadas en dichos informes y las condiciones reales para la Tecnología de Generación de Referencia en la Región correspondiente de México y el periodo de tiempo correspondiente. Dichos costos deberán incluir los costos fijos por el transporte del combustible.
- 11.1.6** Los costos fijos para el transporte de combustibles serán calculados por el CENACE, en la medida que estén disponibles los datos necesarios, considerando lo siguiente:
- El costo por KW-mes deberá valorarse de acuerdo con la eficiencia de la Tecnología de Generación de Referencia en cada Zona de Potencia.
  - Los costos fijos calculados por el CENACE deberán considerar los costos fijos de transporte de combustibles para cada Zona de Potencia. Los factores a considerar para el cálculo de costos fijos de transporte en cada Zona de Potencia incluirán, según aplican, las fuentes de los combustibles, las rutas y capacidad disponible de los gasoductos y, en su caso, las otras tecnologías de transporte requeridas.
  - Cuando el combustible asociado a la Tecnología de Generación de Referencia sea gas, se utilizará el costo de transporte asociado con la contratación de transporte en “base firme”, con independencia de los niveles de reserva del Sistema Nacional de Gasoductos.
- 11.2 Justificación de las Tecnologías de Generación de Referencia identificadas**
- 11.2.1** El CENACE deberá entregar a la CRE un informe por escrito en el que justifique las Tecnologías de Generación de Referencia que hayan sido identificadas en los términos de la sección 11.1 anterior, el cual deberá cumplir con lo siguiente, según sea aplicable:

- (a) Deberá contener los criterios que permitan comprobar la validez de los costos asociados y características técnicas utilizados.
- (b) Deberá indicar la fórmula utilizada de conformidad con lo previsto en el numeral 11.1.4 junto con los valores iniciales de  $TC_0$ ,  $USPP_0$ , e  $INPP_0$ .
- (c) Deberá especificar la potencia asociada a la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia utilizando tres métricas independientes:
  - (i) Capacidad Instalada Bruta (Capacidad Instalada antes de restar el uso interno de energía). El CENACE determinará el nivel de la Capacidad de conformidad con las condiciones de cada Zona de Potencia.
  - (ii) Capacidad Instalada Neta (Capacidad Instalada después de restar el uso interno de energía).
  - (iii) Capacidad Entregada.
- (d) Los costos de la Tecnología de Generación de Referencia se deberán expresar de la siguiente manera:
  - (i) El CENACE calculará la Capacidad Entregada referida en el inciso (c)(iii) anterior, como la Capacidad Instalada neta multiplicada por (100% menos la tasa de salidas forzadas (TSF)), donde TSF es la tasa de salidas forzadas estimada para la Tecnología de Generación de Referencia.
  - (ii) En este cálculo, el CENACE utilizará cifras publicadas de TSF, a menos que el CENACE considere que una TSF diferente sería adecuada para la Tecnología de Generación de Referencia. En cualquier caso, el CENACE debe justificar el/los valor(es) de la TSF utilizada.
- (e) Deberá establecer cada componente del costo asociado con la Tecnología de Generación de Referencia así como el costo fijo nivelado.
- (f) Deberá contener los costos asociados a la Tecnología de Generación de Referencia en Pesos y Dólares, considerando lo siguiente:
  - (i) Los costos en Pesos y los costos denominados en Dólares asociados con la Tecnología de Generación de Referencia deberán referenciarse al tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual que publique el Banco de México 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe.
  - (ii) Los costos asociados deberán ser aplicables a la Tecnología de Generación de Referencia 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe.
  - (iii) Los costos se indican de conformidad con los subincisos (i) y (ii) como insumo para determinar la forma en que los costos serán escalados para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia.
  - (iv) El costo en Pesos se utiliza únicamente para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia.
- (g) Deberá indicar claramente la forma en que determinó los valores establecidos en el numeral 11.1.4 y presentar los cálculos que lo respalden con las referencias a los documentos, información o razonamientos que se hayan utilizado para esos cálculos.
- (h) Los componentes de los costos asociados a la Tecnología de Generación de Referencia deberán incluir lo siguiente:
  - (i) Costos fijos. Se deberán expresar tanto por MW-año de Capacidad Instalada como por MW-año de Potencia. Los costos fijos consistirán de:
    - (A) Costos de inversión nivelados, calculados de conformidad con el numeral 11.1.3;
    - (B) Costos fijos de Operación y mantenimiento (costos de operación y mantenimiento que no varíen con la producción);

- (C) Costos fijos pagados por el transporte de combustible;
  - (D) Impuestos a la propiedad;
  - (E) Costos de seguro; y
  - (F) Costos generales y administrativos.
  - (G) Los demás costos fijos que resulten de una regulación específica. Por ejemplo, si la CRE incluyera un cargo fijo en las tarifas de transmisión.
- (ii) Costos variables. Los costos variables deberán estimarse consistentes con las bases utilizadas en el proceso de planeación de generación indicativa de la Secretaría. Los costos variables consistirán de:
- (A) Para Recursos de generación térmica, costos de combustible, los cuales se establecerán en la forma de:
    - (I) Régimen térmico (en MMBtu/kWh). El CENACE debe incluir el índice térmico medido en términos del valor superior calorífico.
    - (II) El combustible utilizado, por ejemplo, gas natural, diésel, combustóleo o carbón, y los índices a usarse para determinar los precios de dicho combustible. Dichos índices deben basarse en los índices equivalentes determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, para su uso en las ofertas al Mercado de Corto Plazo; y
    - (III) Una fórmula para calcular los costos variables de combustible para la Central Eléctrica, incluyendo los costos variables de transporte para combustible entregado en planta. Dicha fórmula debe basarse en las fórmulas equivalentes determinadas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, para su uso en las ofertas al Mercado de Corto Plazo.
  - (B) Costos variables de operación y mantenimiento por MWh.
- (i) Deberá identificar, para cada Zona de Potencia, los índices de combustible, los ajustes a las bases de precios de combustibles, los costos variables de transporte de combustible y la fórmula basada en los índices que serán utilizados por el CENACE para calcular los costos variables de combustible de la Tecnología de Generación de Referencia con el fin de determinar los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia, considerando que:
- (i) La información publicada del costo del combustible debe producir un costo variable de combustible que refleje un costo promedio del combustible, incluyendo costos variables promedio de transportación, para la Tecnología de Generación de Referencia, donde:
    - (A) El costo variable del combustible es un *promedio* dado que es posible que el CENACE determine el costo considerando distintas ubicaciones en la Zona de Potencia donde el CENACE considere que la Tecnología de Generación pueda ser instalada, donde cada ubicación podrá tener distinto costo variable de combustible incluyendo distintos costos variables de transportación.
    - (B) Para evitar dudas, el CENACE podrá considerar la posibilidad de múltiples ubicaciones dentro de una Zona de Potencia donde la Tecnología de Generación de Referencia podría interconectarse, y aunque cada ubicación potencialmente produciría un costo variable de combustible incluyendo transportación, el CENACE deberá publicar una fórmula para cada Zona de Potencia que determine un costo variable del combustible para la Tecnología de Generación de Referencia en esa Zona de Potencia. La fórmula puede incluir múltiples índices de combustible, si el CENACE lo considera adecuado.
  - (ii) El CENACE deberá indicar claramente cómo se calcularán los costos variables del combustible para determinar los IMTGR: por ejemplo, el CENACE podría especificar un índice de combustible más un ajuste positivo o negativo al precio base, más un ajuste al costo variable de transporte, cuando esto sea representativo de los índices determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

- (iii) El índice de combustible y los términos del ajuste podrán expresarse en Pesos o Dólares. En caso de que se expresen en Dólares, los costos variables de combustible para cada día del año para el cálculo de los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia deberán convertirse a Pesos multiplicándolos por el tipo de cambio FIX Peso/Dólar, liquidable en la República Mexicana, publicado por el Banco de México correspondiente a la fecha de operación considerada.
- (iv) El informe del CENACE deberá detallar la forma y la razón por la que obtuvo los distintos índices de combustible, ajustes a las bases de precios de combustibles, costos variables de transporte, y fórmulas que indique en el informe.
- (v) Los índices de combustible y cualquier ajuste a las bases de precios de combustibles, adiciones al costo variable de transporte o fórmulas identificadas por el CENACE deben ser, cuando sea posible, los mismos que utiliza para evaluar en el Mercado de Energía de Corto Plazo, la aceptación de las Ofertas de Venta presentadas en o cerca de los sitios potenciales para la Tecnología de Generación de Referencia en la Zona de Potencia en cuestión.

### 11.3 Cálculo de los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia

11.3.1 El CENACE calculará los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- (a) Con base en los precios marginales locales históricos en el Mercado del Día en Adelanto para el año correspondiente, publicados en el Sistema de Información del Mercado al 15 de enero previo a la realización del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente, el CENACE determinará un solo precio de mercado promedio ponderado para cada hora del año de conformidad con la fórmula siguiente:

$$PMLprom_{zp,h} = \frac{\sum_{i \in zp} PML_{i,h}^{DA} \cdot Pg_{i,h}}{\sum_{i \in zp} Pg_{i,h}} \quad \forall zp, h \in H$$

Donde:

$PMLprom_{zp,h}$  es el promedio ponderado de los Precios Marginales Locales de los NodosP que pertenecen a la Zona de Potencia  $zp$ , para la hora  $h$ . Medido en pesos/MWh.

$PML_{i,h}^{DA}$  es el Precio Marginal Local del nodo  $i$ , para la hora  $h$ . Medido en pesos/MWh.

$Pg_{i,h}$  la energía neta producida por los Generadores y entregada en la Red Nacional de Transmisión en el nodo  $i$ , para la hora  $h$ . Medida en MWh.

$H$  es el conjunto de horas del año de Producción, conjunto de enteros del 1 al 8,760 (u 8,784 si el año de Producción es bisiesto).

- (b) El CENACE calculará para cada hora el costo variable promedio de la Tecnología de Generación de Referencia expresado en Pesos/MWh, excluyendo los costos de arranque y los costos de operación en vacío, de conformidad con lo siguiente:
  - (i) El costo variable será igual al costo variable de operación y mantenimiento (sin incluir los costos de combustible) más los costos variables de combustible.
  - (ii) Los costos variables de operación y mantenimiento tendrán un valor único en Pesos/MWh constante para todo el año. Los costos variables de combustible, también serán expresados en Pesos/MWh y se determinarán según lo siguiente:
  - (iii) Los índices de combustible, o las fórmulas basadas en índices, que aplicarán para la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia serán constantes para el año, independientemente de que los valores específicos asociados con estos índices y fórmulas serán actualizados para cada día.

- (iv) El CENACE calculará una sola cifra de costos variables de combustible expresados en Pesos/MWh para cada Zona de Potencia para cada día del año, aplicando la fórmula para costos de combustible que se determina de conformidad con el numeral 11.4. En caso necesario, el CENACE hará la conversión de moneda de conformidad con la disposición 11.1.4.
- (v) En caso de que un índice de combustible no esté disponible para un día en el año, el CENACE procederá de la siguiente forma:
- (A) identificará un índice sustituto, donde el CENACE pudiera requerir ajustar dicho índice de modo de que se aproxime a un valor muy cercano al índice no indicado; o,
- (B) extrapolará el valor de índices de otros días para determinar un valor sustituto para el índice del día que no esté disponible.
- (vi) Para cada día natural del año, el CENACE calculará un costo de combustible multiplicando el precio promedio ponderado del combustible del paso (b) por el índice térmico de la Tecnología de Generación de Referencia, de modo que los costos de combustible resultantes sean expresados en Pesos/MWh, asegurándose de ser consistentes con los altos valores caloríficos y/o los bajos valores caloríficos del combustible según corresponda.
- (c) El CENACE calculará los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia utilizando la fórmula siguiente:

$$IMTGR_{zp,a} = \sum_{h \in H} \max [0, PMLprom_{zp,h} - CVTGR_{zp,h}] \quad \forall zp, a$$

Donde:

$IMTGR_{zp,h}$  son los Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia, para la Zona de Potencia  $zp$ , para el año  $a$ . Medidos en pesos/MW-año.

$PMLprom_{zp,h}$  es el promedio ponderado de los Precios Marginales Locales de los NodosP que pertenecen a la Zona de Potencia  $zp$ , para la hora  $h$ , determinado de conformidad con lo previsto en el inciso (a) anterior. Medido en pesos/MWh.

$CVTGR_{zp,h}$  es el costo variable de la Tecnología de Generación de Referencia, para la Zona de Potencia  $zp$ , para la hora  $h$ , calculado de conformidad con lo previsto en el inciso (b) anterior. Medido en pesos/MWh.

$H$  es el conjunto de horas del año de Producción, conjunto de enteros del 1 al 8,760 (u 8,784 si el año de Producción es bisiesto).

El cálculo de  $PMLprom_{zp,h} - CVTGR_{zp,h}$  es representativo de los ingresos por ventas del mercado de energía menos el costo operativo variable total de 1 MW de la Tecnología de Generación de Referencia durante 1 hora.

#### 11.4 Actualización de los Costos de la Tecnología de Generación de Referencia

11.4.1 Por lo menos 30 días antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE determinará el cálculo final de los costos fijos nivelados totales y de los costos variables totales (incluyendo de operación y mantenimiento variables distintos al combustible y, si aplica, la fórmula de los costos variables de combustible y régimen térmico) de las Tecnologías de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia aplicables al año respectivo. Esta determinación actualizará únicamente los siguientes factores:

- (a) Los costos fijos nivelados totales y los costos variables de operación y mantenimiento distintos al combustible indicados por el CENACE en su reporte publicado de conformidad con el numeral 11.2, serán escalados usando el factor de escalamiento establecido en el numeral 11.1.4.

- (b) En ciertas circunstancias limitadas, es posible que el CENACE necesite actualizar su fórmula de costos variables de combustible para la Tecnología de Generación de Referencia en una o más Zonas de Potencia, según lo siguiente:
  - (i) Si un índice de combustible especificado por el CENACE ya no es publicado en su reporte de conformidad con el numeral 11.2, el CENACE deberá identificar un índice sustituto.
  - (ii) Si un sumador del costo variable de transporte de combustible, un ajuste a la base de combustible, o la misma fórmula para el costo variable de combustible anteriormente especificados por el CENACE en su reporte publicado de conformidad con el numeral 11.2 está, al momento de la actualización de la presente sección, clara y materialmente fuera de línea con los costos variables de combustible del año considerado, entonces el CENACE podrá actualizar los términos o fórmula en la actualización publicada. Cabe notar que:
    - (A) Aunque la intención es que aplique una sola fórmula de precios de combustible para todo el año, si el CENACE determinara que ningún sumador del costo variable de transporte de combustible, ajuste a la base de combustible, o fórmula para el costo variable de combustible por sí mismo refleja los costos variables de combustible con un nivel de precisión del 90% a lo largo del año completo, el CENACE podrá especificar distintos valores o fórmulas que apliquen en diferentes periodos dentro del año.

**11.4.2** El CENACE deberá publicar en su sitio de internet un reporte que contenga las actualizaciones del costo de las Tecnologías de Generación de Referencia a más tardar 25 días naturales antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia. El reporte deberá explicar al menos lo siguiente:

- (a) El escalamiento de costos al que se refiere el numeral 11.1.4.
- (b) Cualquier ajuste de conformidad con el numeral 11.4.1, incluyendo:
  - (i) las bases para el/los ajuste(s);
  - (ii) la(s) fuente(s) de los datos utilizados en el/los ajustes; y,
  - (iii) una descripción completa de los índices de combustible vigentes, y/o de las fórmulas con cualesquier sumador del costo de combustible para calcular los costos de combustible con base en los índices de combustible que haya utilizado el CENACE.

**11.4.3** La determinación de costos finales para las Tecnologías de Generación de Referencia serán utilizadas por el CENACE según lo siguiente:

- (a) Los costos fijos nivelados totales de cada Tecnología de Generación de Referencia serán utilizados para establecer las curvas de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia.
- (b) Los costos variables finalizados de cada Tecnología de Generación de Referencia serán utilizados para determinar el Ingreso del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia, donde el Ingreso del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia se utiliza a su vez para determinar el Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia. Los costos variables deberán incluir un componente de costo variable de operación y mantenimiento, un régimen térmico en caso de que resulte aplicable y los índices de combustible asociados o las fórmulas para calcular los costos de combustible con base en los índices de combustible.

**CAPÍTULO 12****Sanciones y Disposiciones Transitorias**

---

**12.1 Sanciones por incumplimiento**

- 12.1.1** Las Entidades Responsables de Carga que incumplan con su Requisito Anual de Potencia serán acreedoras a las sanciones correspondientes en los términos de la Ley de la Industria Eléctrica.
- 12.1.2** Adicionalmente, la CRE podrá imponer sanciones a los Participantes del Mercado que incumplan con cualquier obligación prevista en el presente Manual en los términos de la legislación aplicable.
- 12.1.3** La Autoridad de Vigilancia de Mercado podrá aplicar sanciones a aquellos Participantes del Mercado que manipulen el Mercado para el Balance de Potencia o ejerzan poder de mercado en violación a lo previsto en este Manual y las demás Reglas del Mercado.
- 12.1.4** Las sanciones impuestas conforme a la presente sección, deberán ser pagadas por los Participantes del Mercado al CENACE en la forma, plazo y términos establecidos por la Autoridad correspondiente.

**12.2 Disposiciones transitorias**

- 12.2.1** El presente Manual entrará en vigor a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.
- 12.2.2** Las disposiciones transitorias que se incluyan en las Bases del Mercado Eléctrico, Manuales de Prácticas del Mercado, Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación, y que establezcan condiciones especiales relacionadas con sistemas y procedimientos que se mencionan en el Manual del Mercado para el Balance de Potencia aplicarán al presente Manual a pesar de no encontrarse en el presente capítulo.
- 12.2.3** El CENACE realizará una evaluación inicial de las Zonas de Potencia a que hace referencia el numeral 4.1.2 y determinará la conveniencia de proponer a la CRE la definición de nuevas Zonas de Potencia de conformidad con lo previsto en el Capítulo 4 y sujetándose a la siguiente:
- (a) Esta evaluación deberá realizarse antes de que concluya el año 2016.
  - (b) Si el CENACE determina que no es conveniente ni necesario proponer la definición de nuevas Zonas de Potencia en la evaluación inicial, deberá acreditar a la CRE las razones para ello tomando en cuenta que la primera evaluación ordinaria se llevará a cabo hasta el año 2021 de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.2.1.
  - (c) Si el CENACE determina que es conveniente definir nuevas Zonas de Potencia, deberá coordinarse con la CRE a fin de que este órgano regulador se pronuncie al respecto y, en su caso, autorice la definición de las nuevas Zonas de Potencia a más tardar el 15 de febrero de 2017.

- (d) Las nuevas Zonas de Potencia que sean publicadas como resultado de lo anterior dentro del plazo antes mencionado, serán tomadas en cuenta en el Mercado para el Balance de Potencia a partir de ese año, es decir, a partir del Año de Producción 2017; también serán tomadas en cuenta en cualquier Subasta de Mediano Plazo o Subasta de Largo Plazo que sea convocada después del 15 de febrero de 2017.
- (e) En caso de que la información disponible no permite concluir la evaluación inicial antes de que concluya el año 2016, el CENACE deberá realizarla antes de que concluya el año 2017; en dado caso las demás fechas establecidas en este numeral se aplazarán por un año.
- 12.2.4** Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no participarán en la primera etapa del Mercado para el Balance de Potencia. A partir de la segunda etapa del Mercado para el Balance de Potencia los Recursos de Demanda Controlable Garantizada podrán participar, por lo que deberán observar lo dispuesto en el presente Manual.
- 12.2.5** El CENACE realizará los estudios técnicos a los que se refiere la sección 10.3 a partir del año 2017. En consecuencia, presentará a la Secretaría y a la CRE dichos estudios al menos un mes antes de que concluya el año 2017.
- 12.2.6** En tanto no se haya emitido el Manual de Interconexión, los cálculos para la Disponibilidad de Entrega Física se realizarán con base en lo establecido en los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga" y no se modificarán cuando se emita el Manual de Interconexión; salvo las modificaciones previstas en el numeral 5.4.2 (c).
- 12.2.7** La primera identificación de la Tecnología de Generación de Referencia, de acuerdo con lo establecido en el numeral 11.1.1, se realizará a más tardar dos meses antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al Año de Producción 2016.
- 12.2.8** Las Obligaciones Netas de Potencia del Suministrador de Servicios Básicos correspondientes al Año de Producción 2016 serán consideradas como Ofertas de Compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente a ese año independientemente de que el Monto Garantizado de Pago del Suministrador de Servicios Básicos sea o no sea suficiente para respaldar esas ofertas de compra de Potencia.
- 12.2.9** Durante el periodo transitorio en el cual las disposiciones aplicables permitan que las liquidaciones del Mercado de Corto Plazo se basen en el consumo neto de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas de Generadores Exentos representados por cada Entidad Responsable de Carga, los cálculos del Mercado de Balance de Potencia también se basarán en el consumo neto representado por cada Entidad Responsable de Carga.
- 12.2.10** Los plazos de las disposiciones transitorias podrán reducirse en caso de que el CENACE cuente con la normatividad, desarrollos tecnológicos, procesos operativos y todo el soporte que le permita cumplir anticipadamente con todas las disposiciones del presente Manual.
-