

Cofemer Cofemer

MAB-GLS-CLS-B000162655

De: sergio.luna01@cenace.gob.mx
Enviado el: lunes, 15 de agosto de 2016 08:53 p. m.
Para: Cofemer Cofemer
CC: marcos.valenzuela@cenace.gob.mx; erith.hernandez@cenace.gob.mx;
victor.cruz@cenace.gob.mx
Asunto: COMENTARIOS AL ANTEPROYECTO DE MANUAL DE MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA
Datos adjuntos: Comentarios Anteproyecto Manual de Balance de Potencia 15 Agosto 2016 CENACE.pdf

Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Asunto: Comentarios de CENACE al Anteproyecto de Manual de Mercado para el Balance de Potencia

A quien corresponda:

En relación al Anteproyecto de Manual de Mercado para el Balance de Potencia publicado en COFEMER por la SENER el 01 de Julio de 2016, anexamos al presente un documento con comentarios, solicitudes y algunos ejemplos propuestos por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Sin otro particular, reciba un cordial saludo

CENACE
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA



Dirección de Administración del Mercado
Subdirección de Operación del Mercado
Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión

Ing. Sergio Luna Quiroz
Jefe de Departamento

Calle Don Manuelito 32
Col. Olivar de los Padres, C.P. 01780
Delegación Álvaro Obregón, Ciudad de México
Ext. 51116



“La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información”

CAPÍTULO 1 Introducción

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pág.1 Numeral 1.2.1	El presente “Manual de Mercados para el Balance de Potencia” es el Manual de Prácticas del Mercado que tiene como propósito establecer las reglas generales en relación a la obligación, acreditación y venta de Potencia, así como las directrices para el Mercado para el Balance de Potencia, sus liquidaciones y penalizaciones.	El presente “Manual de Mercados para el Balance de Potencia” es el Manual de Prácticas del Mercado que tiene como propósito establecer las reglas generales en relación a la obligación, acreditación y venta de Potencia, así como las directrices del Mercado para el Balance de Potencia, sus liquidaciones y penalizaciones.	El colocar la contracción “del” en lugar de para el evita un pleonasma y queda más explícito el propósito.
Pág.2 Numeral 1.3	Para efectos del presente Manual, además de las definiciones del artículo 3 la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento y de las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:	Para efectos del presente Manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento y de las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:	Si se están definiendo términos, el colocar la preposición “de” facilita su mayor interpretación.
Pág.2 Numeral 1.3.5	Demanda en Horas Críticas (DHC): La energía que consumen los Centros de Carga de una ERC en las Horas Críticas, medida en MW.		Por si solo energía es [MWh].
Pág.2 Numeral 1.3.7	Disponibilidad de Entrega Física (DEF): La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, tomando en cuenta la capacidad de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, contribuye a la capacidad de un sistema interconectado para suministrar demanda en las Horas Críticas de dicho sistema.		Es preferible utilizar la Capacidad declarada y verificable. Son MW La cantidad de DEF actualmente no se establece en el estudio de interconexión. Que sucede si esas cantidades varían ante escenarios de pérdidas de elementos de transmisión y distribución (criterios de confiabilidad del CENACE)
Pág.2 Numeral 1.3.7	Disponibilidad de Entrega Física (DEF): La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que,		Es preferible utilizar la Capacidad

	tomando en cuenta la capacidad de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, contribuye a la capacidad de un sistema interconectado para suministrar demanda en las Horas Críticas de dicho sistema.		declarada y verificable.
Pág.2 Numeral 1.3.8	Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE): Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, medido en MW que, bajo condiciones normales de disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, podrá contribuir al suministro de demanda en cada una de las Horas Críticas de la zona de potencia a la que pertenece la Unidad de Central Eléctrica (UCE) o el Recurso de Demanda Controlable (RDC). Estas cantidades se determinan al momento de realizar los estudios de interconexión correspondientes, bajo el supuesto de disponibilidad normal de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, por lo que no se afectan por la disponibilidad real de dichas redes.	Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE): Se definirá en términos de la porción de la Capacidad Declarada y Verificable de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, medido en [MW] que, bajo condiciones normales de disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, podrá contribuir al suministro de demanda en cada una de las Horas Críticas de la zona de potencia a la que pertenece la Unidad de Central Eléctrica (UCE) o el Recurso de Demanda Controlable (RDC). Estas cantidades se determinan al momento de realizar los estudios de interconexión correspondientes, bajo el supuesto de disponibilidad normal de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, por lo que no se afectan por la disponibilidad real de dichas redes.	El término de Energía está definido con unidades de [MWh] y la Capacidad Declarada y Verificable con unidades de [MW]. La cantidad de DEF actualmente no se establece en el estudio de interconexión. Que sucede si esas cantidades varían ante escenarios de pérdidas de elementos de transmisión y distribución (criterios de confiabilidad del CENACE). Aclarar en la definición, como se atienden a las Centrales Existentes que no tiene Contratos de Interconexión.
Pág.2 Numeral 1.3.8	Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE): Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, medido en MW que, bajo condiciones normales de disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, podrá contribuir al suministro de demanda en cada una de las Horas Críticas de la zona de potencia a la que pertenece la Unidad de Central Eléctrica (UCE) o el Recurso de Demanda Controlable (RDC). Estas cantidades se determinan al momento de realizar los estudios de interconexión correspondientes, bajo el supuesto de disponibilidad normal de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, por lo que no se afectan por la	Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE): Se definirá en términos de la porción de la Capacidad Declarada y Verificable de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, medido en [MW] que, bajo condiciones normales de disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, podrá contribuir al suministro de demanda en cada una de las Horas Críticas de la zona de potencia a la que pertenece la Unidad de Central Eléctrica (UCE) o el Recurso de Demanda Controlable (RDC). Estas cantidades se determinan al momento de realizar los estudios de interconexión correspondientes, bajo el supuesto de disponibilidad normal de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de	El término de Energía está definido con unidades de [MWh] y la Capacidad Declarada y Verificable con unidades de [MW].

	disponibilidad real de dichas redes.	Distribución, por lo que no se afectan por la disponibilidad real de dichas redes.	
Pág. 3 Numeral 1.3.9	1.3.9 Disponibilidad de Producción de Energía (DPE) Cantidad de Potencia , medida en MW, que una Unidad de Central Eléctrica acredita para cada una de las Horas Críticas del año.	1.3.9 Disponibilidad de Producción de Energía (DPE) Cantidad de Potencia Neta , medida en MW, que una Unidad de Central Eléctrica acredita para cada una de las Horas Críticas del año	Se añade Potencia Neta
Pág.3 Numeral 1.3.10	1.3.10 Disponibilidad de Producción Física (DPF): La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, en promedio durante un periodo dado, está disponible para producir energía durante las Horas Críticas de un sistema eléctrico. Se determinará por el CENACE como el promedio de la Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica, o la Disponibilidad de Reducción de Consumo de energía de un Recurso de Demanda Controlable, en las Horas Críticas del año.	1.3.10 Disponibilidad de Producción Física (DPF): La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, en promedio durante un periodo dado, está disponible para producir energía neta durante las Horas Críticas de un sistema eléctrico. Se determinará por el CENACE como el promedio de la Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica, o la Disponibilidad de Reducción de Consumo de energía de un Recurso de Demanda Controlable, en las Horas Críticas del año.	Se añade Energía Neta ¿Quieren decir promedio en horas críticas durante un periodo?, o ¿Promedio de la Disponibilidad de Producción Física en un periodo dado?, ya que ambos conceptos en la misma definición no son claros
Pág. 3 Numeral 1.3.14	Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia (IMTR): Son los ingresos netos (en exceso de sus costos variables) (en pesos por MW-año) 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 (zp) y año (a) dado.		Agregar en la sección correspondiente la formula descrita en el numeral 9.12.3 inciso c). Aclarar si es en una Zona de Potencia o nodo de precio, ya que, si no se toma en cuenta el nodo de precio, puede provocar inversiones en las regiones más baratas y no necesariamente las deficitarias.
Pág. 3 Numeral 1.3.16	Nivel de Potencia Eficiente (NPE): El nivel de Potencia Entregada que se determine sea el eficiente para una Zona de Potencia (zp) y año (a) dado.		No hace referencia a la CRE
Pág. 4 Numeral 1.3.18	Obligación de Potencia Eficiente (OPE): La cantidad específica (en MW de Potencia Entregada) considerada eficiente, debido al Requisito de Potencia Eficiente para la misma ERC (e), Zona de Potencia (zp) y año (a) que se		Aclarar que diferencia existe entre el numeral 1.3.18 y el numeral 1.3.34. Evita utilizar conceptos innecesarios ya que podrían causar confusión, por ejemplo, el termino Obligación de

	determina por separado para cada ERC (e) dentro de cada Zona de Potencia (zp), para cada año (a) al concluir dicho año. Se calcula aplicando la fórmula especificada en la definición de Requisito de Potencia Eficiente.		Potencia Eficiente y Requisito de Potencia Eficiente, ya que a lo largo del manual los define como iguales. Ejemplo. Requisito Mínima de Potencia y Obligación Mínima de Potencia
Pág. 4 Numeral 1.3.24	Potencia Entregada (PE): Es la cantidad de Potencia, identificada como la menor entre la Disponibilidad de Producción Física y la Disponibilidad de Entrega Física, que una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada efectivamente pusieron a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las Horas Críticas, establecida mediante la acreditación a la que se refiere el capítulo 6.		Disposición es diferente a entregada, es necesario aclarar.
Pág. 5 Numeral 1.3.30	Probabilidad de Energía no Suministrada Eficiente: Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad emitida por SENER. Se refiere al 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.	Probabilidad de Energía no Suministrada Eficiente: Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad emitida por SENER. Se refiere al 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.	La definición es confusa. Tomando en cuenta con referencia al margen de reserva eficiente o requisito de potencia eficiente.
Pág. 5 Numeral 1.3.31	Probabilidad de Energía no Suministrada Máxima: Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad emitida por SENER. Se refiere al 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.		La definición es confusa. Con referencia a que requisito de potencia.
Pág. 5 Numeral 1.3.32	Requerimientos Regulatorios de las Entidades Responsables de Carga: Se refiere a los Requisitos Mínimos de Potencia y los Requisitos de Contratar Potencia a futuro, que establece la CRE.		¿En qué disposición se establece?
Pág. 5 Numeral	Requisito de Contratar Potencia: Obligación establecida por la CRE para que los Suministradores		¿Cómo distinguen entre el requisito de corto plazo para confiabilidad y el de

1.3.33	contraten una parte de su Obligación Mínima de Potencia mediante Contratos de Cobertura Eléctrica, en un horizonte de tiempo determinado.		largo plazo? Si el requisito considera solo la demanda medida en centros de carga (retirada), ¿dónde se contemplan las pérdidas para cargas en transmisión y distribución?
Pág. 5 Numeral 1.3.34	Requisito de Potencia Eficiente (RPE): Función que especifica la Potencia Entregada que es considerada la más eficiente y que se determina con base en la política de Confiabilidad de la SENER.		¿En qué disposición se establece?
Pág. 5 Numeral 1.3.35	Requisito Mínimo de Potencia (RMP): Función que determina la cantidad de Potencia Entregada que deben adquirir las ERCs para cada Zona de Potencia en cada año; ya sea mediante Contratos de Cobertura Eléctrica o a través del Mercado para el Balance de Potencia.		¿En qué disposición se establece?
Pág. 5 Numeral 1.3.36	Reserva de Planeación Eficiente (RPe): Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad. Se refiere al insumo para el cálculo del Requisito de Potencia Eficiente, a utilizarse en los términos que defina la CRE.		¿En qué disposición se establece?
Pág. 5 Numerales 1.3.34, 1.3.35 y 1.3.36	<p>1.3.34 Requisito de Potencia Eficiente (RPE): Función que especifica la Potencia Entregada que es considerada la más eficiente y que se determina con base en la política de Confiabilidad de la SENER.</p> <p>1.3.35 Requisito Mínimo de Potencia (RMP): Función que determina la cantidad de Potencia Entregada que deben adquirir las ERCs para cada Zona de Potencia en cada año; ya sea mediante Contratos de Cobertura Eléctrica o a través del Mercado para el Balance de Potencia.</p> <p>1.3.36 Reserva de Planeación Eficiente (RPe): Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad. Se refiere al insumo para el cálculo del Requisito de Potencia Eficiente, a utilizarse en los términos que defina la CRE.</p>		Es imprescindible que cada definición contenga sus unidades de medida.

<p>Pág. 6 Numeral 1.3.38</p>	<p>Tecnología de Generación de Referencia: Es la fuente marginal de nueva Potencia que sea replicable a gran escala que se toma de una muestra razonable de tecnologías de generación y que minimiza los costos netos de generación y potencia en el largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional. Definida por el CENACE.</p>		<p>Se debe agregar sujeta a probación de la CRE.</p> <p>Así mismo aclarar en este punto y en capítulo 8, si el recurso usado para incrementar el MRP necesita ser</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Altamente confiable como fuente de suministro b) Relativamente bajo costo para adquirirlo, donde este recurso será usado a un muy bajo factor de planta, considerando que hay numerosas tecnologías para este suministro el recurso más razonable a usar para este propósito es la T. Gas, a ciclo abierto, donde el debate solo podría estar si es tipo industrial o Aero derivada para captura de ventajas de flexibilidad.
<p>Pág. 6 Numeral 1.3.40</p>	<p>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. A fin de mantener compatibilidad 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 en Unidades de Central Eléctrica). El VIRPe-MR se indica por separado para cada sistema interconectado y para cada año.</p>		<p>Definición confusa y comparar versus la Resolución</p>
<p>Pág. 6 Numeral 1.3.41</p>	<p>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. A fin de mantener compatibilidad con la Resolución RES/916/2015, se expresa como la Potencia Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas</p>		<p>Definición confusa y comparar versus la Resolución</p>

	Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a la Red Nacional de Distribución). El VIRPe-RP se indica por separado para cada sistema interconectado y para cada año.		
Pág. 6 Numeral 1.3.42	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. A fin de mantener compatibilidad 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 en las Unidades de Central Eléctrica). El VIRPm-MR se indica por separado para cada sistema interconectado y cada año.		Definición confusa y comparar versus la Resolución
Pág. 6 Numeral 1.3.43	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. A fin de mantener compatibilidad con la Resolución RES/916/2015, se expresa como Potencia Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a la Red Nacional de Distribución). El VIRPm-RP se indica por separado para cada sistema interconectado y cada año.		Definición confusa y comparar versus la Resolución
Pág. 8 Numeral 1.4.5	El presente Manual considera al Generador de Intermediación y los Generadores como Entidades Responsable de Carga, respectivamente, por aquellos Centros de Carga que representen de los Contratos de Interconexión Legados o de las Centrales Eléctricas que se consideren Centros de Carga cuando no generen energía eléctrica	El presente Manual considera al Generador de Intermediación y los Generadores como Entidades Responsable de Carga, respectivamente, aquellos Centros de Carga que representen los Contratos de Interconexión Legados o de las Centrales Eléctricas que se consideren Centros de Carga cuando no generen energía eléctrica.	Al leer el inciso 1.4.5 su interpretación es más comprensible si se omiten la preposición "de" en el texto.

CAPÍTULO 2 Generalidades del Mercado para el Balance de Potencia

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pág. 8 Numeral 2.1	Requerimientos de Potencia.		Realizar una introducción que indique para que se utilizarán los conceptos de los numerales 2.1.1 y 2.1.2, así mismo indicar la resolución de dichos términos.
Pág.8 Numeral 2.2.1	<p>2.2 Mecanismos para adquirir Potencia.</p> <p>2.2.1 Las Entidades Responsables de Carga podrán cumplir con su obligación de adquirir Potencia a través de tres mecanismos:</p> <p>(a) Contratos de Cobertura Eléctrica Negociados Bilateralmente. Negociados bilateralmente con un Generador u otro Participante de Mercado.</p> <p>(b) Contratos de Cobertura Eléctrica obtenidos en las Subastas para el Suministro Básico. Contratados a futuro obtenidos en las Subastas de Mediano Plazo y Subastas de Largo Plazo realizadas por el CENACE.</p> <p>(c) Mercado para el Balance de Potencia. Transacciones de Potencia para el año inmediato anterior asignados en el mercado operado por el CENACE.</p>		<p>¿Quién es responsable de la Evaluación?</p> <p>¿Quién comunica las cantidades de potencia entregada, etc.?</p> <p>¿Qué procedimientos internos de CENACE de registro se requiere?</p>
Pág.8 Numeral 2.3.1	<p>En general, el Mercado para el Balance de Potencia tiene las siguientes fases:</p> <p>a) Determinar, para cada Zona de Potencia, la cantidad total de Potencia Entregada que debe comprar el CENACE.</p> <p>b) Determinar, en cada Zona de Potencia, la Obligación Mínima de Potencia que debe</p>		Adecuar el inciso a) del numeral 2.3.1 ya que el CENACE solo compra por confiabilidad cuando no existe en el mercado.

	<p>cumplir cada Entidad Responsable de Carga.</p> <p>c) Determinar la Potencia Entregada que podrá vender cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable.</p> <p>d) Permitir la compra y venta de Potencia Entregada a los Participantes del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia para cumplir sus obligaciones.</p> <p>e) Determinar el Precio Neto de Potencia para Liquidación para dichas compras y ventas de Potencia Entregada</p>		
<p>Pág. 9 Numeral 2.3.4 Inciso a)</p>	<p>a) Entidades Responsables de Carga (Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados, Suministrador de Último Recurso, Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador de Intermediación y Generadores cuyos Centrales Eléctricas se consideren Centros de Carga por el consumo en horas sin generación, en los términos de la Base 3.3.20); y</p> <p>b) Generadores</p>	<p>a) Entidades Responsables de Carga (Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados, Suministrador de Último Recurso, Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador de Intermediación y Generadores cuyas Centrales Eléctricas se consideren Centros de Carga por el consumo en horas sin generación, en los términos de la Base 3.3.20); y,</p> <p>b) Generadores</p>	<p>En el inciso a) debe de decir cuyas en vez de cuyos centrales, para poder comprender el texto.</p>
<p>Pág. 9 Numeral 2.4.2</p>	<p>Las Horas Críticas de un año (el año analizado) serán identificadas a más tardar en enero del año siguiente. Las Horas Críticas serán horas exactas, de acuerdo con las convenciones establecidas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Por ejemplo, hora terminada 8:00 AM.</p>		<p>Especificar claramente estas horas críticas ya que el en el Manual del Mercado de Corto Plazo dice al calce en el numeral</p> <p>1.3.12 Hora Terminada: Las horas de cada Día de Operación se denominarán por el tiempo de su terminación.</p> <p>Por ejemplo, la hora entre las 00:00 y la 1:00 se denominará "Hora Terminada 1", la hora entre las 23:00 y las 24:00 se denominará "Hora Terminada 24" y sus abreviaturas serán "HT1" y "HT24", respectivamente.</p>

<p>Pág. 9 Numeral 2.4.3</p>	<p>Cabe señalar que la identificación de Horas Críticas se basa en la demanda calculada por balance (generación más importaciones menos exportaciones). Lo anterior, debido a que este cálculo es menos susceptible a errores de medición y correcciones ex-post. No obstante, el cálculo de obligaciones de potencia se basa en la demanda calculada por retiros (energía entregada a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga en nivel transmisión), porque esta cifra se calculará para cada Entidad Responsable de Carga individualmente.</p>		<p>Se basa en la demanda neta calculada por balance (generación neta más importaciones menos exportaciones).</p> <p>Si el cálculo de obligaciones de potencia se basa en la demanda calculada por retiros, entonces</p> <p>¿dónde quedan las pérdidas y usos propios?</p> <p>Hay que asegurar que el valor de SENER incluya las pérdidas.</p>
<p>Pág. 10 Numeral 2.4.4 Inciso a), (i)</p>	<p>Identificación de las Horas Críticas. Se seguirá un proceso de tres pasos en la identificación de las Horas Críticas:</p> <p>(a) Paso 1: Horas Críticas del año anterior completo. Se identificarán las 100 Horas Críticas que hayan ocurrido en el año anterior al año analizado, de acuerdo con las reglas establecidas en los numerales 2.4.5 y 2.4.6. Se considerarán las 8,760 horas del año (o bien 8,784 en un año bisiesto) en este proceso.</p> <p>(i) Por ejemplo, si el año corriente bajo consideración, para el cual se han de identificar las Horas Críticas, es el 2020, entonces el Paso 1 aplicará a todas las 8760 horas del año 2019.</p>	<p>2.4.4 Identificación de las Horas Críticas. Se seguirá un proceso de tres pasos en la identificación de las Horas Críticas:</p> <p>a) Paso 1: Horas Críticas del año anterior completo. Se identificarán las 100 Horas Críticas que hayan ocurrido en el año anterior al año analizado, de acuerdo con las reglas establecidas en los numerales 2.4.5 y 2.4.6. Se considerarán las 8,760 horas del año (o bien 8,784 en un año bisiesto) en este proceso.</p> <p>(i) Por ejemplo, si el año corriente bajo consideración, para el cual se han de identificar las Horas Críticas, es el 2020, entonces el Paso 1 aplicará a todas las 8,760 horas del año 2019.</p>	<p>En el numeral 2.4.4 inciso a) se mencionan las horas 8,760 horas del año...con una coma (,) para separación de miles; más adelante se vuelven a mencionar las mismas horas 8760 pero sin la coma (,).</p> <p>Para homologar dichas unidades es conveniente poner ambas cantidades en el mismo formato.</p> <p>Referencia. NOM-008-SCFI-2002 Sistema General de Unidades de Medida. Tabla 21. Regla para la escritura de los números y su signo decimal.</p>
<p>Pág. 10 Numeral 2.4.4</p>	<p>i) Se identificará el primer día de cálculo, definido como la fecha que resulte de restar 14 días al día en que ocurrió la primera Hora Crítica del año anterior al analizado. Si dicho cálculo resulta en una fecha anterior al 10 de enero, entonces “el primer</p>	<p>i) Se identificará el primer día de cálculo, definido como la fecha que resulte de restar 14 días al día en que ocurrió la primera Hora Crítica del año anterior al analizado. Si dicho cálculo resulta en una fecha anterior al 1º o 1 de enero, entonces “el primer</p>	<p>Ambas formas son correctas: primero de enero, uno de enero. La forma con número ordinal (primero de enero) es más común en América, mientras que</p>

<p>Inciso b), (i)</p>	<p>día de cálculo” será igual al 1ero de enero.</p>	<p>día de cálculo” será igual a 1° o 1 de enero.</p>	<p>el cardinal (uno de enero) tiene más frecuencia de uso en España.</p> <p>Cabe mencionar que es más frecuente la escritura de la fecha con número: 1° de enero, 1 de enero. Para homologar números sería conveniente colocar uno de los dos solamente. Fuente: Academia Mexicana de la Lengua.</p>
<p>Págs. 13 y 14 Numerales 2.4.5 inciso b) y 2.4.6 inciso d)</p>	<p>2.4.5 Reglas de identificación de Horas Críticas para los años 2016 y 2017:</p> <p>b) Para calcularlas, se considerará que la "demanda de energía" se calcula por balance (generación más importaciones menos exportaciones) más cualquier demanda no suministrada identificada como resultante de la activación de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada u otra interrupción de suministro a los Centros de Carga. En su caso, la demanda no suministrada se ajustará por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada.</p> <p>2.4.6 Reglas de identificación de Horas Críticas a partir del año 2018:</p> <p>d) La “demanda firme” se calculará para la Zona de Potencia y hora en cuestión, como: La demanda total observada, que se calcula por balance (generación más importaciones menos exportaciones); menos Las capacidades máximas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que participen en el Mercado de Tiempo Real, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada; más La cantidad de Recursos de Demanda Controlable Garantizada que haya despachado el CENACE, ajustadas por pérdidas estimadas aplicadas en el</p>		<p>La generación por balance es generación neta.</p> <p>Definir el término “demanda firme”</p>

	proceso de liquidación, a fin de reflejar la generación evitada.		
Pág.10 Numeral 2.4.5 inciso a)	<p>a) Las Horas Críticas en una zona de potencia serán las cien (100) horas que tengan la mayor demanda de energía en dicha zona de potencia.</p> $HC_{h,zp,a} = 100 \max[(Da_{h \in a,zp})]$ <p>Dónde:</p> <p>$HC_{zp,a}$ = 100 Horas Críticas en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p> <p>$Da_{h \in a,zp}$ = Nivel de demanda de energía, generación más importaciones menos exportaciones, para cada hora h del año, en una Zona de Potencia zp.</p>	<p>a) Las Horas Críticas en una zona de potencia serán las cien (100) horas que tengan la mayor demanda de energía en dicha zona de potencia.</p> $HC_{a,zp} = \{h Da_{h \in a,zp} \in Da_{100,a,zp}\}$ $Da_{100,a,zp} = \max_{100}(Da_{a,zp})$ <p>Dónde:</p> <p>$HC_{a,zp}$ = Conjunto formado por las 100 Horas Críticas en un año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>$Da_{h \in a,zp}$ = Nivel de demanda de energía, generación más importaciones menos exportaciones, para la hora h del año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>$Da_{a,zp}$ = Conjunto formado por $Da_{h \in a,zp}$ para cada hora h del año a, en la Zona de Potencia zp.</p> <p>$Da_{100,a,zp}$ = Subconjunto del conjunto $Da_{a,zp}$ formado por los 100 elementos más grandes de $Da_{zp,a}$.</p>	<p>Como está dada la ecuación en el manual, los elementos de $HC_{h,a,zp}$ son de la forma $Da_{h \in a,zp}$ y no de la forma h</p> <p>Indicar las unidades de $Da_{h \in a,zp}$</p> <p>Es necesario especificar a detalle si el cálculo para determinar el nivel de demanda de Potencia en una zona es la máxima instantánea de esa hora.</p>
Pág. 13 Numera 2.4.6 inciso b)	<p>b) El nivel de reservas de generación para cada hora será igual a la “generación disponible total” menos la “demanda firme”.</p>		<p>Es necesario definir el concepto de demanda firme.</p>
Pág. 14 2.4.6 inciso c) ii)	<p>ii) La “capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia” en cada hora del año, será la suma, respecto a todas las áreas externas a la Zona de Potencia, de la menor entre:</p> <p>A) a capacidad máxima de importación hacia la Zona de Potencia usada por el CENACE en su modelo del Sistema Eléctrico Nacional para determinar precios y despacho en el Mercado de Tiempo Real en la hora</p>		<p>No se incluyen las capacidades de las interconexiones internacionales</p>

	<p>respectiva; y B) Las reservas de generación en el área externa, o su equivalente, en la hora respectiva. $cdi_{zp,h \in a} = \min[cmi, rgx] \forall h \in a, zp$ [MW]</p> <p>Dónde: $cdi_{zp,h \in a}$: capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia, para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp, medida en MW. cmi: capacidad máxima de importación para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp, en el Mercado de Tiempo Real TR. rgx: reservas de generación en el área externa, o su equivalente para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp.</p>		
<p>Pág.13 Numeral 2.4.6 inciso a)</p>	<p>a) Para calcular las 100 Horas Críticas se tomarán las 100 horas con el menor nivel de reservas de generación. $HC_{zp,a} = \min_{100}[(rg_{h \in a, zp})]$</p> <p>Dónde: $HC_{zp,a}$ = 100 Horas Críticas en una Zona de Potencia zp, en un año a. $rg_{h \in a, zp}$ = Nivel de reservas de generación, para cada hora h del año, en una zona de Potencia zp.</p>	<p>a) Para calcular las 100 Horas Críticas en una Zona de Potencia se tomarán las 100 horas con el menor nivel de reservas de generación. $HC_{a,zp} = \{h rg_{h \in a, zp} \in rg_{100,a,zp}\}$ $rg_{100,a,zp} = \min_{100}(rg_{a,zp})$</p> <p>Dónde: $HC_{a,zp}$ = Conjunto formado por las 100 Horas Críticas en un año a, a la Zona de Potencia zp. $rg_{h \in a, zp}$ = Nivel de reservas de generación para la hora h del año a, en la Zona de Potencia zp. $rg_{a,zp}$ = Conjunto formado por $rg_{h \in a, zp}$ para cada hora h del año a, en la Zona de Potencia zp. $rg_{100,a,zp}$ = Subconjunto del conjunto $rg_{a,zp}$ formado por los 100 elementos más grandes de $rg_{a,zp}$.</p>	<p>Como está dada la ecuación en el manual, los elementos de $HC_{a,zp}$ son de la forma $rg_{h \in a, zp}$ y no de la forma h Indicar las unidades de $rg_{h \in a, zp}$ ¿Horas = MW?</p>

<p>Pág.13 Numeral 2.4.6 inciso b)</p>	<p>b) El nivel de reservas de generación para cada hora será igual a la “generación disponible total” menos la “demanda firme”.</p> $rg_{h \in a, zp} = gdt - df \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$ <p>Dónde:</p> <p>$rg_{h \in a, zp}$: reservas de generación, para cada hora h del año a, en una Zona de Potencia zp, medida en MW</p> <p>$gdt_{h \in a, zp}$: generación disponible total en cada hora h del año a, en una Zona de Potencia zp</p> <p>$df_{h \in a, zp}$: demande firme en cada hora h del año a, en una Zona de Potencia zp</p>	<p>b) El nivel de reservas de generación, para cada hora, en una Zona de Potencia será igual a la “generación disponible total” menos la “demanda firme” en la hora en cuestión</p> $rg_{h \in a, zp} = gdt_{h \in a, zp} - df_{h \in a, zp} \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$ <p>Dónde:</p> <p>$rg_{h \in a, zp}$: reservas de generación, para la hora h del año a, en la Zona de Potencia zp, medida en [MW]</p> <p>$gdt_{h \in a, zp}$: generación disponible total en la hora h del año a, en la Zona de Potencia zp</p> <p>$df_{h \in a, zp}$: demande firme en la hora h del año a, en la Zona de Potencia zp</p>	<p>Se agregan los subíndices $h \in a, zp$ a los términos gdt y df ya que éstos deben ser calculados para la misma hora h en la que se calcula la reserva de generación rg</p> <p>Indicar las unidades de $gdt_{h \in a, zp}$ y de $df_{h \in a, zp}$</p>
<p>Pág.13 Numeral 2.4.6 inciso c)</p>	<p>c) La “generación disponible total” en la Zona de Potencia, utilizada para considerar las 100 Horas Críticas, se calculará como la “capacidad disponible” más la “capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia”.</p> $gdt_{h \in a, zp} = cd + cdi \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$ <p>Dónde:</p> <p>$gdt_{h \in zp}$: generación disponible total, para cada hora h del año a, en una Zona de Potencia zp, medida en MW</p> <p>$cd_{h \in a, zp}$: capacidad disponible en cada hora h del año a, en una Zona de Potencia zp</p> <p>$cdi_{h \in a, zp}$: capacidad disponible de importación en cada hora h del año a, en una Zona de Potencia zp</p>	<p>d) La “generación disponible total”, para cada hora, en la Zona de Potencia, se calculará como la “capacidad disponible” en la Zona de Potencia más la “capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia” en la hora en cuestión</p> $gdt_{h \in a, zp} = cd_{h \in a, zp} + cdi_{h \in a, zp} \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$ <p>Dónde:</p> <p>$gdt_{h \in a, zp}$: generación disponible total, en la hora h del año a, en la Zona de Potencia zp, medida en [MW]</p> <p>$cd_{h \in a, zp}$: capacidad disponible en la hora h del año a, en una Zona de Potencia zp</p> <p>$cdi_{h \in a, zp}$: capacidad disponible de importación, para la hora h del año a, hacia la Zona de Potencia zp.</p>	<p>Se agregan los subíndices $h \in a, zp$ a los términos cd y cdi ya que éstos deben ser calculados para la misma hora h en la que se calcula la generación disponible total gdt</p> <p>Indicar las unidades de $cd_{h \in a, zp}$ y $cdi_{h \in a, zp}$</p>

<p>Pág.14 Numeral 2.4.6 inciso c), (ii)</p>	<p>(ii) La “capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia” en cada hora del año, será la suma, respecto a todas las áreas externas a la Zona de Potencia, de la menor entre:</p> $cdi_{zp,h \in a} = \min[cmi, rgx] \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$ <p>Dónde: cdi_{zp,h ∈ a}: capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia, para cada hora <i>h</i> que pertenece a un año <i>a</i>, en una Zona de Potencia <i>zp</i>, medida en MW cmi: capacidad máxima de importación para cada hora <i>h</i> que pertenece a un año <i>a</i>, en una Zona de Potencia <i>zp</i>, en el Mercado de Tiempo Real <i>TR</i>. rgx: reservas de generación en el área externa, o su equivalente para cada hora <i>h</i> que pertenece a un año <i>a</i>, en una Zona de Potencia <i>zp</i></p>	<p>(ii) La “capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia” en cada hora del año, será la suma, respecto a todas las áreas externas a la Zona de Potencia, de la menor entre:</p> $cdi_{zp,h \in a, zp} = \min[cmi_{h \in a, zp}, rgx_{h \in a, zp}]$ $\forall h \in a, zp \quad [MW]$ <p>Dónde: cdi_{zp,h ∈ a, zp}: capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia, para la hora <i>h</i> del año <i>a</i>, hacia la Zona de Potencia <i>zp</i>, medida en [MW]. cmi_{h ∈ a, zp}: capacidad máxima de importación, para para la hora <i>h</i> que pertenece a un año <i>a</i>, hacia la Zona de Potencia <i>zp</i>, en el Mercado de Tiempo Real <i>MTR</i>. rgx_{h ∈ a, zp}: reservas de generación en el área externa o su equivalente, para la hora <i>h</i> del año <i>a</i>, a la Zona de Potencia <i>zp</i></p>	<p>Se agregan los subíndices h ∈ a, zp a los términos <i>cd</i> y <i>cdi</i> ya que éstos deben ser calculados para la misma hora <i>h</i> en la que se calcula la generación disponible total <i>gdt</i></p> <p>Indicar las unidades de cmi_{h ∈ a, zp} y rgx_{h ∈ a, zp}</p>
<p>Pág.14 Numeral 2.4.6 inciso d), (i),(ii),(iii)</p>	<p>(d) La “demanda firme” se calculará para la Zona de Potencia y hora en cuestión, como:</p> <p>(i) La demanda total observada, que se calcula por balance (generación más importaciones menos exportaciones); menos</p> <p>(ii) Las capacidades máximas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que participen en el Mercado de Tiempo Real, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada; más</p> <p>(iii) La cantidad de Recursos de Demanda Controlable Garantizada que haya despachado el CENACE, ajustadas por pérdidas estimadas aplicadas en el proceso de liquidación, a fin de reflejar la generación evitada.</p>	<p>(d) La “demanda firme” se calculará para la Zona de Potencia y hora en cuestión, como:</p> <p>(i) La demanda total observada en la hora <i>h</i>, que se calcula por balance (generación más importaciones menos exportaciones); menos</p> <p>(ii) La capacidad máxima de cada Recursos de Demanda Controlable Garantizada que participen en el Mercado de Tiempo Real en la hora <i>h</i> del año <i>a</i>, en la Zona de Potencia <i>zp</i>, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada; más</p> <p>(iii) La cantidad de Recursos de Demanda Controlable Garantizada que haya despachado el CENACE en la hora <i>h</i> del año <i>a</i>, en la Zona de Potencia <i>zp</i>, ajustadas por pérdidas estimadas aplicadas en el proceso de</p>	<p>Se añade en la hora <i>h</i>, del año <i>a</i>, en la Zona de Potencia <i>zp</i> para una adecuada comprensión.</p>

	$df_{h \in a, zp} = [dt_{h \in a, zp} - CapMaxRDC + RDCd]$ $\forall h \in a, zp [MW]$ <p>Dónde:</p> <p>$df_{h \in a, zp}$: demanda firme para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp, medida en MW.</p> <p>$dt_{h \in a, zp}$: demanda total para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>CapMaxRDC: Capacidad Máxima de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que participen en el Mercado de Tiempo Real, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada.</p> <p>RDCd= Recursos de Demanda Controlable Garantizada despachados para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp.</p>	<p>liquidación, a fin de reflejar la generación evitada.</p> $df_{h \in a, zp} = [dt_{h \in a, zp} - CapMaxRDC_{h \in a, zp} + RDCd_{h \in a, zp}]$ $\forall h, \in a, zp [MW]$ <p>Dónde:</p> <p>$df_{h \in a, zp}$: demanda firme para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp, medida en [MW].</p> <p>$dt_{h \in a, zp}$: demanda total observada para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>CapMaxRDC: Capacidad Máxima de cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada que participen en el Mercado de Tiempo Real en la hora h del año a, en la Zona de Potencia zp, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada.</p> <p>RDCd= Cantidad de Recursos de Demanda Controlable Garantizada despachados para cada hora h que pertenece a un año a, en una Zona de Potencia zp.</p>	
<p>Pág. 17 2.5.1 inciso a)</p>	<p>Al determinar la Demanda de Horas Críticas de una ERC, el CENACE calculará la demanda de energía por retiros promedio de la ERC (medida en MWh) en cada una de las Horas Críticas, usando los datos históricos disponibles para el CENACE, considerando lo siguiente:</p> <p>a) La “demanda de energía” se calculará por retiros, por lo cual será equivalente a la suma entre 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, al Punto de Entrega asociada con cada zona de carga.</p>		<p>¿No se incluyen las pérdidas de la red?</p>

	Las cantidades de MWh para este cálculo deberán ser iguales a las cantidades de energía comprada para fines de liquidación del Mercado de Energía de Corto Plazo.		
Pág. 17 Numeral 2.5	Cálculo de la Demanda de Horas Críticas para cada ERC, en cada Zona de Potencia	Cálculo de la Demanda para cada ERC en las Horas Críticas, en cada Zona de Potencia	De acuerdo a las siguientes Definiciones: 1.3.5 Demanda en Horas Críticas (DHC): La energía que consumen los Centros de Carga de una ERC en las Horas Críticas, medida en MW. 1.3.13 Horas Críticas: Las 100 horas críticas dentro de un año calendario identificadas para una Zona de Potencia. Las horas críticas se definen para cada Zona de Potencia, no para cada ERC.
Pág.17 Numeral 2.5.1	Al determinar la Demanda de Horas Críticas de una ERC, el CENACE calculará la demanda de energía por retiros promedio de la ERC (medida en MWh) en cada una de las Horas Críticas, usando los datos históricos disponibles para el CENACE, considerando lo siguiente:	Al determinar la Demanda en las Horas Críticas de una ERC, el CENACE calculará la demanda promedio de energía por retiros de la ERC (medida en MWh) por hora, en cada una de las Horas Críticas, usando los datos históricos disponibles para el CENACE, considerando lo siguiente:	Se cambia la preposición “de” por “en las” debido a que, al leer el texto, se entiende que cada ERC tendrá Horas Críticas, lo cual no es correcto. En el ejemplo 3 del manual se escribe correctamente. “La demanda en Horas Críticas de la ERC -Suministro de Electricidad de México- es” Se agrega la expresión “por hora” para enfatizar las unidades [MWh/h] Se cambia de posición la palabra “promedio” ya que en el manual se entiende que se calculará la demanda por retiros promedio en cada hora y no como un promedio de las 100

			Horas Crítica.
Pág.17 Numeral 2.5.1 fórmula	<p>Donde:</p> $DHC_{e,zp,a} = \frac{\sum_{h \in H} e [Da + RDCGna]}{100} \forall zp,$ <p>DHC_{e,zp,a} = Demanda en Horas Críticas para una ERC e, en una zona de Potencia zp, en un año a, medida en MW</p> <p>Da = Demanda de energía para una ERC en una zp, en un año a, medida en MWh</p> <p>RDCGna = Capacidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizadas no activadas, para una zp en un año a medida en MWh</p>	$DHC_{e,a,zp} = \frac{\sum_{h \in HC_{a,zp}} [Da_h + RDCGna_h]}{100} \forall zp,$ <p>Donde:</p> <p>DHC_{e,a,zp} = Demanda en Horas Críticas para una ERC e, en un año a, en una zona de Potencia zp medida en [MW]</p> <p>Da_h = Demanda de energía para una ERC en la hora h en un año a, en una Zona de Potencia zp, medida en [MWh]</p> <p>RDCGna_h = Capacidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizadas no activadas, en la hora h en un año a, para una Zona de Potencia zp, medida en [MWh].</p>	<p>La escritura de las variables debe ser uniforme en todo el Manual, ya que en algunas fórmulas se escribe zona de Potencia como zp y en otras zp, si se trata de la misma variable debe ser escrita de la misma forma.</p> <p>De la forma en la que están descritas las variables Da, RDCGna y DHC_{e,zp,a} las unidades son inconsistentes:</p> <p>Por ejemplo: Suponiendo una Demanda de Energía Da = 320MWh, una capacidad de los RDCGna = 98MWh</p> <p>Por lo tanto:</p> $DHC_{e,a,zp} = \frac{320MWh + 98MWh}{100} = 4.18MWh$ <p>lo cual es inconsistente con las unidades que se describen en la definición DHC_{e,a,zp}</p>
Pág.17 Numeral 2.5.1 inciso b) y fórmula	<p>b) A lo anterior, se restará la capacidad disponible de Recursos de Demanda Controlable Garantizadas que no fueran activadas. No habrá ajuste por pérdidas asociadas con dichos recursos.</p> $DHC_{e,zp,a} = \frac{\sum_{h \in H} e [Da + RDCGna]}{100} \forall zp,$	<p>b) A lo anterior, se restará la capacidad disponible de Recursos de Demanda Controlable Garantizadas que no fueran activadas. No habrá ajuste por pérdidas asociadas con dichos recursos.</p> $DHC_{e,a,zp} = \frac{\sum_{h \in H} e [Da - RDCGna]}{100} \forall zp, a$	<p>Verificar el signo de la fórmula, ya que textualmente dice “se restará la capacidad disponible de Recursos de Demanda Controlable Garantizadas que no fueran activadas”, sin embargo, en la fórmula aparece el signo más (+)</p>

CAPÍTULO 3. Zonas de Potencia

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pág.21 Numeral 3.3.1	3.3.1 El CENACE podrá establecer o modificar Zonas de Potencia a más tardar en el mes de mayo del año en que las zonas aplicarán. Por ejemplo, antes del mes de mayo de 2017, el CENACE podrá agregar Zonas de Potencia al Sistema Eléctrico Nacional que serán utilizados para los requisitos de Potencia aplicables al año 2017.	3.3.1 El CENACE podrá establecer o modificar Zonas de Potencia a más tardar en el mes de mayo del año en que las zonas aplicarán. Por ejemplo, antes del mes de mayo de 2017, el CENACE podrá agregar Zonas de Potencia al Sistema Eléctrico Nacional que serán utilizados para los requisitos de Potencia aplicables al año 2018.	Se contradice en cuanto a los tiempos con el Numeral 3.5.2 Debe decir 2018, debe ser expost Explicar si es correcto que las Zonas de Potencia se puedan modificar en mayo del año en que las Zonas Aplicarán, cuando las horas críticas son determinadas en enero y el CENACE Operará el Mercado para el Balance de Potencia a más tardar en febrero del mismo año.
Pág. 21 Numeral 3.4.1	El CENACE Identificará conjuntos potenciales de NodosP que sean candidatos para 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/o coincidir con las áreas monitoreadas por los centros regionales de control 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.	El CENACE identificará conjuntos potenciales de NodosP que sean candidatos para 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/o 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.	Se sustituyó los Centros Regionales de Control por las Gerencias de Control Regional
Pág. 22 Numeral 3.4.6	La Secretaría restará las importaciones desde los sistemas eléctricos vecinos de los márgenes de reservas indicativos, cuando dicho ajuste corresponda a la Política Pública de Confiabilidad.		¿Cómo se tratarán las importaciones para acreditar potencia a las cargas de las ERC? Aclarar el párrafo en “cuando dicho ajuste que corresponda”
Pág.23 Numeral 3.4.9	(ii) El CENACE, a más tardar 8 meses de haber iniciado el año y haber anunciado públicamente su		¿La interconexión en CD de dos zonas de



<p>inciso ii)</p>	<p>decisión de interconectar a dos sistemas interconectados distintos, deberá analizar si elimina una de las Zonas de Potencia o ambas que coincida(n) con los dos sistemas a ser interconectados.</p>		<p>potencia elimina una? ¿Cómo se manejan los requerimientos de potencia de un sistema como ERCOT que esta interconectado en CD?</p>
<p>Pág. 24 Numeral 3.5.2</p>	<p>3.5.2 El CENACE publicará las Zonas de Potencia por lo menos 8 meses antes de que concluya cada año, considerando lo siguiente: (i) El CENACE publicará los resultados de las evaluaciones y reevaluaciones de las Zonas de Potencia.</p>	<p>3.5.2 El CENACE publicará las Zonas de Potencia en el 2016, considerando lo siguiente: (i) El CENACE publicará los resultados de las evaluaciones y reevaluaciones de las Zonas de Potencia.</p>	<p>Se contradice en cuanto a los tiempos con el Numeral 3.3.1 Ya no está en tiempo, asentar en el 2016</p>

CAPÍTULO 4. Política de Confiabilidad

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
<p>Pág.26 Numeral 4.1.1 inciso c)</p>	<p>La SENER establecerá la Política de Confiabilidad y para dichos fines determinará lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) La Probabilidad de Energía no Suministrada Máxima aceptable (PENS Máxima) para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN); b) El Valor de la Energía no Suministrada (VENS), que se utiliza para fines de planeación en la presente sección; c) La Probabilidad de Energía no Suministrada Eficiente (PENS Eficiente) para el SEN, que se determina tomando en cuenta el VENS y el costo de la Tecnología de Generación de Referencia; d) 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. 		<p>¿Qué no debe ser, solo tomando en cuenta solo el Requisito Mínimo de Potencia?</p>
<p>Pag. 30 Numeral 4.2.1</p>	<p>4.2 Porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente</p> <p>4.2.1 La CRE deberá establecer los Criterios de Confiabilidad en el Código de Red, tomando en cuenta la Política de Confiabilidad emitida por la SENER.</p> <p>4.2.2 Es responsabilidad de la CRE determinar los</p>		<p>Con respecto al capítulo 4 (Política de Confiabilidad), se propone readecuar la redacción a que sea más clara y entendible al lector, ya que se utiliza terminología no descrita en la resolución de la CRE, ni queda claro su mecanismo de cálculo y para que se utiliza, como es el caso de los VIRPe-MR, VIRPe-RP,</p>

	<p>porcentajes de Reserva de Planeación Mínima (RPM) y Reserva de Planeación Eficiente (RPe) en cada sistema interconectado por lo menos un mes antes del inicio de cada año.</p>		<p>VIRPm-MR y VIRPm-RP, así mismo en el numeral 4.2.1. hace referencia a la reserva de planeación mínima y eficiente establecida en el código de red, sin embargo, en el Código únicamente se mencionan los valores de la Reserva Operativa y Reserva de Planeación. Se propone establecer el medio para definir los términos de RPM y RPe ya que el código de red no los establece.</p>
<p>Pag. 26 Numeral 4.1.2 inciso b)</p>	<p>Aplicarán las siguientes disposiciones con respecto a la PENS Máxima:</p> <p>a) La PENS Máxima deberá establecerse para reflejar la política de la SENER en vigor con respecto al nivel de Confiabilidad aceptable en el SEN.</p> <p>b) Excepto en caso de que el numeral ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. indique lo contrario, la PENS Máxima se deberá expresar en términos del porcentaje de horas en que se espera sea reducida involuntariamente la carga con base en la planeación a futuro, por motivos de falta de disponibilidad de energía.</p> <p>c) La PENS Máxima podrá ser especificada alternativamente con base al término "una en X años"; o en aquella forma que la SENER y el CENACE acuerden sea eficiente y conveniente</p>		<p>Eliminar involuntariamente por condiciones de emergencia</p>
<p>Pag. 26 Numeral 4.1.3 Inciso b)</p>	<p>b) El VENS se expresará como un valor único en MXN\$/MWh o USD/MWh.</p>		<p>Es mejor en pesos y su equivalente en dólares por paridad considerada.</p>
<p>Pag. 27 Numeral 4.1.4</p>	<p>Las siguientes disposiciones aplicarán con respecto a la PENS Eficiente, excepto donde la SENER establezca criterios diferentes en la Política de Confiabilidad.</p>		<p>Revisar definición ver comentario 4.1.1</p>
<p>Pag. 27</p>	<p>c) La PENS Eficiente debe tener una probabilidad</p>		<p>¿Qué no lo hace el CENACE?</p>

<p>Numeral 4.1.4 inciso c)</p>	<p>menor a la PENS Máxima. Si la SENER calcula la PENS Eficiente conforme a los pasos anteriores de modo que no se cumpla con esta condición, entonces la SENER debe resolver dicha inconsistencia llevando a cabo una o más de las siguientes acciones de manera razonable hasta que la PENS Eficiente tenga una probabilidad menor a la PENS Máxima:</p>		
<p>Pág.28 Numeral 4.1.6 inciso c) iii)</p>	<p>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), reflejarán 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 (suma de generación menos importaciones netas). iii) Se basa en la Capacidad Instalada de generación (capacidad de placa).</p>		<p>Agregar menos los usos propios de unidad para considera la capacidad neta.</p>
<p>Pág.29 Numeral 4.1.6 inciso d) ii)</p>	<p>d) La indicación de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente como VIRPm-RP y VIRPe-RP, respectivamente, reflejarán lo siguiente: i) Cada VIRPm-MR y VIRPe-MR se indica como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas total de las ERCs 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, por lo cual se calcula por retiros (suma de ventas del CENACE a las Entidades Responsables de Carga).</p>		<p>Por qué no se incluyen las pérdidas</p>
<p>Pág.29 Numeral 4.1.6 inciso d) v)</p>	<p>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</p>		<p>Obtenerla</p>



<p>Pág.28 Numeral 4.1.6</p>	<p>4.1.6 La SENER 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 Mínima expresada en términos del requisito de potencia (VIRPe-MR y VIRPe-RP) para cada sistema interconectado.</p>		<p>¿Indicar cuando la SENER determinará los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima?</p>
<p>Pág. 30 Numeral 4.2.1</p>	<p>La CRE deberá establecer los Criterios de Confiabilidad en el Código de Red, tomando en cuenta la Política de Confiabilidad emitida por la SENER.</p>	<p>La CRE estableció los porcentajes de reserva de planeación en los diferentes estados operativos en el Código de Red, tomando en cuenta la Política de Confiabilidad emitida por la SENER.</p>	<p>Ver Código de Red</p>
<p>Pág. 31 Numeral 4.3.1</p>	<p>(a) El CENACE deberá completar dichos estudios y entregárselos a la CRE y a la SENER por lo menos 2 meses antes de que concluya el año.</p> <p>(b) Estos estudios cubrirán los siguientes siete años calendario.</p>		<p>Informar a la Subdirección de Planeación del CENACE</p> <p>¿Por qué siete años calendario?</p>

CAPÍTULO 5. Requerimientos Regulatorios de las Entidades Responsables de Carga

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pág.33 Numerales 5.1.2 y 5.1.3	<p>5.1.2 De acuerdo con la resolución RES/916/2015 de la CRE, la función que determina el requisito mínimo de adquisición de Potencia es:</p> $RERC_{zpk,q} = \left(1 + \frac{RTG}{100}\right) (DP_{zpk}) \quad [MW]$ <p>5.1.3 Para efectos del presente Manual se establece que:</p> <p>a) $RERC_{zpk,q}$ es igual a $RMP_{e,zp,a}$, donde RMP significa Requisito Mínimo de Potencia para la Entidad Responsable de Carga e, en la Zona de Potencia zp, en el año a.</p> <p>b) DP_{zpk} es igual a $DHC_{e,zp,a}$, donde DHC significa Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e, en la Zona de Potencia zp, en el año a.</p> <p>c) $\frac{RTG}{100}$ es igual a $RPm_{zp,a}$, donde RPm significa Reserva de Planeación Mínima para la Zona de Potencia zp, en el año a</p>	<p>5.1.2 De acuerdo con la resolución RES/916/2015 de la CRE, la función que determina el requisito mínimo de adquisición de Potencia es:</p> $RERC_{zpk,q} = \left(1 + \frac{RTG}{100}\right) (DP_{zpk,q}) \quad [MW]$ <p>5.1.3 Para efectos del presente Manual se establece que:</p> <p>a) $RERC_{e,a,zp}$ es igual a $RMP_{e,a,zp}$ donde RMP_{e,a,zp} significa Requisito Mínimo de Potencia para la Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en la Zona de Potencia zp.</p> <p>b) DP_{zpk} es igual a $DHC_{e,zp,a}$, donde DHC_{e,a,zp} significa Demanda Promedio de los Centros de Carga para la Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en la Zona de Potencia zp, durante las Horas Críticas. Dicha demanda promedio se define como el promedio de la suma de las demandas individuales de sus Centros de Carga asociados, que se encuentren dentro de la Zona de Potencia zp, considerando también los Recursos de Demanda Controlable Garantizada de los que dispone.</p>	<p>La escritura de las variables debe ser uniforme en todo el Manual, ya que en algunas fórmulas se escribe zona de Potencia como zP y en otras zp, si se trata de la misma variable debe ser escrita de la misma forma.</p> <p>Se definen a las variables RMP, DHC, RPm sin sus respectivos subíndices RMP_{e,a,zp}, DHC_{e,a,zp}, RPm_{e,zp}</p> <p>La variable DP_{zpk} no se encuentra definida de acuerdo a la RES/916/2015 de la CRE.</p> <p>No existe la definición de Reserva de Planeación mínima en la Política de Confiabilidad de la SENER en el Código de Red.</p> <p>El cálculo de la variable DP_{zpk} se define de diferente forma en la RES/916/2015 y en el Manual del Mercado de Balance de Potencia Numeral.2.5.1.</p> <p>La variable RTG está definida de diferente forma en la RES/916/2015 y en</p>

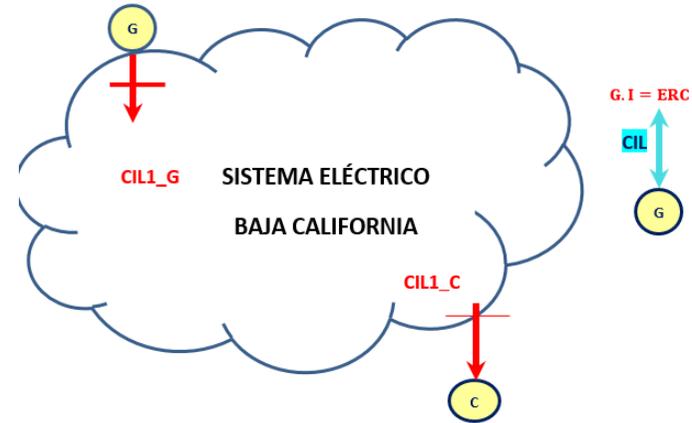
		<p>c) $\frac{RTG}{100}$ es igual a $RPm_{a,zp}$ donde $RPm_{a,zp}$ significa Reserva de Planeación Mínima, en el año a para la Zona de Potencia zp.</p>	<p>el Manual del Mercado de Balance de Potencia Numeral 5.1.2.</p> <p>Se deben definir las unidades de cada una de las variables completa y correctamente.</p>
<p>Pág.33 Numeral 5.1.4</p>	<p>$RMP_{e,zp,a} = DHC_{e,zp,a} * (1 + RPm_{zp,a}) * PZRPE_{zp,a}$</p> <p>Donde:</p> <p>$RPm_{e,zp,a}$: Requisito Mínimo de Potencia para la Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p> <p>$DHC_{e,zp,a}$: Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p> <p>$RPm_{k,a}$: Reserva de Planeación Mínima para la Zona de Potencia zp, en el año a.</p> <p>$PRPE_{zp,a}$: Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada para la Zona de Potencia zp, en el año a.</p>	<p>$RMP_{e,a,zp} = DHC_{e,a,zp} * (1 + RPm_{a,zp}) * PZRPE_{a,zp}$</p> <p>Donde:</p> <p>$RPm_{e,a,zp}$ = Requisito Mínimo de Potencia para la Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en la Zona de Potencia zp.</p> <p>$DHC_{e,a,zp}$ = Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en la Zona de Potencia zp.</p> <p>$RPm_{a,zp}$ = Reserva de Planeación Mínima, en el año a, para la Zona de Potencia zp.</p> <p>$PZRPE_{a,zp}$ = Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada, en el año a, para la Zona de Potencia zp.</p>	<p>La escritura de las variables debe ser uniforme en todo el Manual, ya que en algunas fórmulas se escribe zona de Potencia como zP y en otras zp, si se trata de la misma variable debe ser escrita de la misma forma.</p> <p>En la fórmula se escribe la variable $RPm_{zp,a}$ sin embargo, en la definición se tiene $RPm_{k,a}$</p> <p>La variable $PZRPE_{a,zp}$, para ser utilizada en la fórmula no debe estar expresada en porcentaje.</p> <p>Se deben definir las unidades de cada una de las variables</p>
<p>Pág. 34 Numeral 5.1.5</p>	<p>5.1.5 El CENACE ejecutará el cálculo de la función $RMPE_{zp,a}$, para determinar la Obligación Mínima de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga. Es decir que el valor que resulte de la aplicación de la función $RMPE_{zp,a}$, será considerado la Obligación Mínima de Potencia expresada en MW.</p> <p>$OMPe_{zp,a} = RMP_{e,zp,a} [MW]$</p> <p>Dónde:</p> <p>$OMPe_{zp,a}$= Obligación Mínima de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a, medida en MW.</p> <p>$RMP_{e,zp,a}$ = Requisito Mínimo de Potencia para</p>		<p>En el capítulo 5 (Requerimientos Regulatorios) en el numeral 5.1.5 se define OMP=RMP, sin embargo sus definiciones textuales en el manual son diferentes, se propone que los términos utilizados en el Manual que tengan significados iguales, se utilice una misma variables y no se utilicen terminologías diferentes para definir los mismo, ya que causa confusión.</p> <p>En el numeral 5.1.5 se define OMP=RMP, sin embargo, sus definiciones textuales en el manual son diferentes, se propone que los términos</p>

	<p>una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p>		<p>utilizados en el Manual que tengan significados iguales, se utilice una misma variable y no se utilicen terminologías diferentes para definir los mismo, ya que causa confusión.</p>
<p>Pág.35 Numerales 5.2.2 y 5.2.3</p>	<p>a) $ReERC_{zpk,q}$ es igual a $RPE_{e,zp,a}$, donde RPE significa Requisito de Potencia Eficiente para la Entidad Responsable de Carga e, en la Zona de Potencia zp, en el año a.</p> <p>b) DP_{zpk} es igual a $DHC_{e,zp,a}$, donde DHC significa Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e, en la Zona de Potencia zp, en el año a.</p> <p>c) $\frac{RTGE}{100}$ es igual a $RPe_{zp,a}$, donde RPe significa Reserva de Planeación Eficiente para la Zona de Potencia zp, en el año a</p>	<p>a) $ReERC_{e,a,zp}$ es igual a $RPE_{e,a,zp}$ donde RPE significa Requisito de Potencia Eficiente para la Entidad Responsable de Carga e, en el año a en la Zona de Potencia zp.</p> <p>b) $DP_{e,a,zp}$ es igual a $DHC_{e,a,zp}$ donde DHC significa Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en la Zona de Potencia zp.</p> <p>c) $\frac{RTGE}{100}$ es igual a $RPe_{a,zp}$, donde RPe significa Reserva de Planeación Eficiente en el año a para la Zona de Potencia zp.</p>	<p>La escritura de las variables debe ser uniforme en todo el Manual, ya que en algunas fórmulas se escribe zona de Potencia como zP y en otras zp, si se trata de la misma variable debe ser escrita de la misma forma.</p> <p>Se definen a las variables RPE, DHC, RPe sin sus subíndices $DHC_{e,a,zp}$, $RPe_{a,zp}$</p> <p>La variable DP_{zpk} no se encuentra definida de acuerdo a la RES/916/2015 de la CRE.</p> <p>No existe la definición de Reserva de Planeación Eficiente en la Política de Confiabilidad de la SENER en el Código de Red.</p> <p>El cálculo de la variable DP_{zpk} se define de diferente forma en la RES/916/2015 y en el Manual del Mercado de Balance de Potencia Numeral.2.5.1.</p> <p>La variable RTG está definida de diferente forma en la RES/916/2015 y en el Manual del Mercado de Balance de Potencia Numeral.5.1.2.</p> <p>Se deben definir las unidades de cada una de las variables</p>

<p>Pág. 36 Numeral 5.2.4</p>	<p>5.2.4 De acuerdo con lo anterior, el cálculo del Requisito de Potencia Eficiente, se realizará conforme a la siguiente fórmula y será expresado en MW: $RPE_{e,zp,a} = DHCE_{zp,a} * (1 + RPE_{zp,a}) * PZRPE_{zp,a}$ El valor PZRPE_{zp,a} deberá ser el mismo al utilizado en el numeral 5.2.4.</p>	<p>El valor PZRPE_{zp,a} deberá ser el mismo al utilizado en el numeral 5.1.4</p>	<p>La variable $PZRPE_{a,zp}$, para ser utilizada en la fórmula no debe estar expresada en porcentaje.</p>
<p>Pág. 36 Numeral 5.3.2</p>	<p>5.3.2 Los Suministradores tendrán el Requisito de Contratar Potencia, por lo que deberán suscribir Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Potencia Entregada cada año por un horizonte determinado de años futuro. Este requisito no aplicará al Generador de Intermediación, el cual participará en el Mercado para el Balance de Potencia por el excedente o déficit que resulte de los Centros de Carga y Unidades de Central Eléctrica que represente.</p>		<p>Especificar lo siguiente: Los Suministradores tendrán el Requisito de Contratar Potencia, por lo que deberán suscribir Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Potencia Entregada, puesto que el numeral 2.2.1 de la pág. 8 menciona lo siguiente:</p> <p>2.2.1 Las Entidades Responsables de Carga podrán cumplir con su obligación de adquirir Potencia a través de tres mecanismos:</p> <p>(a) Contratos de Cobertura Eléctrica Negociados Bilateralmente.</p> <p>(b) Contratos de Cobertura Eléctrica obtenidos en las Subastas para el Suministro Básico.</p> <p>(c) Mercado para el Balance de Potencia.</p> <p>La restricción mencionada como “Este requisito no aplicará al Generador de Intermediación, el cual participará en el Mercado para el Balance de Potencia por el excedente o déficit que resulte de los Centros de Carga y Unidades de Central Eléctrica que represente” es</p>

			<p>aparentemente inconsistente con la definición del numeral 5.5 en la pág.40. que indica:</p> <p>5.5 Consideraciones para el Generador de Intermediación.</p> <p>5.5.1 El Generador de Intermediación tendrá las mismas obligaciones que las ERC y se considerará incluido en el programa que siga el CENACE con respecto a otras ERCs.</p> <p>5.5.2 El CENACE determinará las Obligaciones Mínimas de Potencia para cada Contrato de Interconexión Legado que el Generador de Intermediación represente en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo los mismos criterios que aplican a las demás ERC.</p>
<p>Pág. 37 Numeral 5.4.2</p>	$ONP_{e,zp,a} = \text{MAX}[0, OMP_{e,zp,a} - PE_{e,zp,a} - TBPotC_{e,zp,a} + TBPotV_{e,zp,a}]$ $ONP_{pm,zp,a} = \sum_{\forall(e \in pm)} ONP_{e,zp,a}$ <p>Donde:</p> <p>$ONP_{e,zp,a}$: Obligación Neta de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p> <p>$OMP_{e,zp,a}$: Obligación Mínima de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p> <p>$PE_{e,zp,a}$: Potencia Entregada de una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp,</p>	$ONP_{e,a,zp} = \text{MAX}[0, OMP_{e,a,zp} - PE_{e,a,zp} - TBPotC_{e,a,zp} + TBPotV_{e,a,zp}]$ $ONP_{pm,a,zp} = \sum_{\forall(e \in pm)} ONP_{e,a,zp}$ <p>Donde:</p> <p>$ONP_{e,a,zp}$: Obligación Neta de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>$OMP_{e,a,zp}$: Obligación Mínima de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en el año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>$PE_{e,a,zp}$: Potencia Entregada de una Entidad</p>	<p>Homogenizar términos en las formula (MAX, MIN, o máx, mín). Para una mejor redacción.</p> <p>Las variables $TBPotC_{e,a,zp}$ y $TBPotV_{e,a,zp}$ están definidas de la misma manera, Se debe aclarar que una corresponde a la TBP Comprada y la Otra a la Vendida.</p> <p>Se deben definir las unidades de cada una de las variables</p>

	<p>en un año a.</p> <p>$TBPotC_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p> <p>$TBPotV_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia, en una Zona de Potencia zp, en un año a.</p>	<p>Responsable de Carga e, en un año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>$TBPotC_{e,a,zp}$: Los MW de Potencia Comprada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia que corresponde al Adquiriente, en un año a, en una Zona de Potencia zp.</p> <p>$TBPotV_{e,a,zp}$: Los MW de Potencia Vendida registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia que corresponde al Emisor, en un año a, en una Zona de Potencia zp.</p>	
<p>Pag. 40 Numeral 5.5.2</p>	<p>5.5.2 El CENACE determinará las Obligaciones Mínimas de Potencia para cada Contrato de Interconexión Legado que el Generador de Intermediación represente en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo los mismos criterios que aplican a las demás ERC.</p>		<p>Indicar un procedimiento a seguir que incluya cual será el procedimiento a cunado un CIL tenga un contrato el cual termine en el transcurso del año, una vez iniciado el Mercado de Balance de Potencia.</p>
<p>Pág.41 Numeral 5.5.5</p>	<p>Si para una Zona de Potencia y año, la Obligación Mínima de Potencia de un Contrato de Interconexión Legado es menor que la Potencia Entregada por las Unidades de Central Eléctrica asociadas y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, entonces el Generador de Intermediación no tendrá Obligación Mínima de Potencia para dicho Contrato de Interconexión Legado. En este caso, el Generador de Intermediación ofrecerá su Potencia Entregada excedente para dicho Contrato de Interconexión Legado como oferta de venta en el Mercado para el Balance de Potencia.</p>	<p>Ejemplo del Capítulo 5, Numeral 5.5 del Anteproyecto del Manual del Mercado de Balance de Potencia</p> <p>CASO:</p> <p>Para el Sistema Eléctrico de Baja California, se tiene un Contrato de Interconexión legado con un generador y un centro de carga, con las características descritas en los casos;</p>	



Donde
CIL= Contrato
Interconexión
G.I =

OMP	PE	Diferencia
Del Centro de Carga	Generador	Faltante del Generador

de
Legado
Generador de

Intermediación

ERC= Entidad Responsable de Carga

Oferta de Potencia del Generador =40MW

OMP: Obligaciones Mínimas de Potencia

PE= Potencia Entregada por las Unidades de Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizado

Caso 1:

Para la Zona de Potencia Baja California y año 2017, se tienen los datos mostrados en la tabla siguiente;

		<p>Para este caso, mínima de Generador de Intermediación para dicho CIL será de 15 MW, por lo que el GI deberá realizar una oferta de compra para el Mercado de Balance de Potencia por esa cantidad. En caso de incumplir sus obligaciones de potencia se hará acreedor a una penalización por parte de la CRE.</p> <p>Nota: El GI no podrá celebrar contratos de cobertura eléctrica para cumplir con sus obligaciones mínimas de Potencia.</p>	<table border="1"> <tr> <td>35 MW</td> <td>20 MW</td> <td>15 MW</td> </tr> <tr> <td>OMP Del Centro de Carga</td> <td>PE Generador</td> <td>Diferencia</td> </tr> <tr> <td>35 MW</td> <td>35 MW</td> <td>0</td> </tr> </table>	35 MW	20 MW	15 MW	OMP Del Centro de Carga	PE Generador	Diferencia	35 MW	35 MW	0			<p>la obligación potencia del</p>
35 MW	20 MW	15 MW													
OMP Del Centro de Carga	PE Generador	Diferencia													
35 MW	35 MW	0													
		<p>Caso 2: Para la Zona de California y año 2017, se tienen los datos mostrados en la tabla siguiente;</p>	<table border="1"> <tr> <td>MP</td> <td>PE</td> <td>Diferencia</td> </tr> </table>	MP	PE	Diferencia			<p>Potencia Baja</p>						
MP	PE	Diferencia													
		<p>Para el caso II, el GI no tendrá OMP para dicho CIL. En este caso, el GI ofrecerá su 5 MW como oferta de venta en el Mercado para el Balance de Potencia.</p>													
		<p>Caso 3: Para la Zona de Potencia Baja California y año 2017, se tienen los datos mostrados en la tabla siguiente;</p>													

			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Del Centro de Carga</th> <th>Generador</th> <th>Excedente del Generador</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>35 MW</td> <td>40 MW</td> <td>5 MW</td> </tr> </tbody> </table>	Del Centro de Carga	Generador	Excedente del Generador	35 MW	40 MW	5 MW	
Del Centro de Carga	Generador	Excedente del Generador								
35 MW	40 MW	5 MW								
		<p>El Generador de Intermediación tendrá una obligación mínima de potencia de cero para dicho CIL.</p>								

CAPÍTULO 6 Acreditación de Potencia

6.5 Disponibilidad de Producción Física de Unidades de Central Eléctrica

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
-----------	------	------------	-------------

<p>Pág. 42 Numeral 6.2.1</p>	$PE_{u,a} = \min(DPF_{u,a}, DEF_{u,a}) \text{ [MW]}$	$PE_{u,a} = \text{MIN}(DPF_{u,a}, DEF_{u,a}) \text{ [MW]}$	<p>Homogenizar términos en las formula (MAX, MIN, o máx. mín.). Para una mejor redacción.</p>																								
<p>Pág.43 Numeral 6.3</p>	<p>6.3 Cálculo de la Disponibilidad de Producción de Energía de Unidades de Central Eléctrica</p>	<p>Ejemplos del Capítulo 6 numeral 6.7 del Manual de Mercado de Balance de Potencia Potencia Entregada del Sistema de Abasto Aislado</p> <p>Caso 1.</p> <p>En enero de 2019 el CENACE debe calcular la Potencia Entregada de la Unidad de central Eléctrica en el Sistema de Abasto Aislado: "Mérida"* en base a las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2018 (año analizado) en la Zona de Potencia a la cual pertenece que es el "Sistema Interconectado Nacional".</p> <p>De las 100 Horas Críticas el Sistema de Abasto Aislado "Mérida" estuvo interconectado al "Sistema Interconectado Nacional" solo en 4 horas críticas del año 2018. La siguiente Tabla muestra las horas críticas, así como la Disponibilidad de Producción de Energía (DPE) y la Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE) en cada una de ellas de la Unidad de Central Eléctrica en el Sistema de Abasto Aislado:</p> <table border="1" data-bbox="1137 791 1912 1147"> <thead> <tr> <th>No. Hora Crítica del 2018</th> <th>Capacidad en MW de Placa de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado</th> <th>DPE en MW de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado</th> <th>DEE en MW de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-96</td> <td>10.0</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>97</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> </tr> <tr> <td>98</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> </tr> <tr> <td>99</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> <td>10.0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Entonces, la Disponibilidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2018 es:</p>		No. Hora Crítica del 2018	Capacidad en MW de Placa de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado	DPE en MW de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado	DEE en MW de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado	1-96	10.0	0.0	0.0	97	10.0	10.0	10.0	98	10.0	10.0	10.0	99	10.0	10.0	10.0	100	10.0	10.0	10.0
No. Hora Crítica del 2018	Capacidad en MW de Placa de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado	DPE en MW de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado	DEE en MW de la Unidad de Central Eléctrica del Abasto Aislado																								
1-96	10.0	0.0	0.0																								
97	10.0	10.0	10.0																								
98	10.0	10.0	10.0																								
99	10.0	10.0	10.0																								
100	10.0	10.0	10.0																								

$$DPF_{u,2018} = \left(\sum_{h \in H_{u,2018}} DPE_{u,h,2018} \right) / 100 = \frac{0.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0}{100} = \frac{40.0}{100} = 0.4 \text{ MW}$$

La Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2018 es:

$$DEF_{u,2018} = \left(\sum_{h \in H_{u,2018}} DEE_{u,2018} \right) / 100 = \frac{0.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0 + 10.0}{100} = \frac{40.0}{100} = 0.4 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la Producción Entregada de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2018 es:

$$PE_{u,2018} = \min(DPF, DEF) = \min(0.4, 0.4) = 0.4 \text{ MW}$$

La Unidad de Central Eléctrica en el Sistema de Abasto Aislado "Mérida":

- no tiene comprometida a través de Contratos Bilaterales su Potencia Entregada en el Año 2018,
- además, cuenta con un Monto Garantizado de Pago que cubre sus operaciones en el Mercado de Balance de Potencia,

Por lo cual el CENACE registrará una Oferta de Venta para el Sistema de Abasto Aislado por 0.4 MW en el Mercado de Balance de Potencia, para la Zona de Potencia "Sistema Interconectado".

Nota: Las Unidades de Central Eléctrica dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de Interconexión correspondiente y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

		<p>*Empresa ficticia usada con fines ilustrativos</p> <p style="text-align: center;">Caso 2</p> <p>En enero de 2019 el CENACE debe calcular la Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica en el Sistema de Abasto Aislado: "Norte I"* en base a las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2018 (año analizado) en la Zona de Potencia a la cual pertenece que es "Baja California Sur".</p> <p>En el 2018 las 100 Horas Críticas de la Zona de Potencia "Baja California Sur" ocurrieron, durante los 10 primeros meses del año. El Sistema Abasto Aislado "Norte I" estuvo conectado a la Zona de Potencia "Baja California Sur" sólo durante los meses de noviembre y diciembre de 2018. Entonces, la Disponibilidad de Producción de Energía (DPE) y la Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE) de la Unidad de Central Eléctrica en el Sistema de Abasto Aislado en cada una de las horas críticas es cero. Por lo cual:</p> <p>La Disponibilidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2018 es:</p> $DPF_{u,2018} = \left(\sum_{h \in H_{u,2018}} DPE_{u,h,2018} \right) / 100 = \frac{0.0}{100} = 0.0 \text{ MW}$ <p>La Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2018 es:</p> $DEF_{u,2018} = \left(\sum_{h \in H_{u,2018}} DEE_{u,2018} \right) / 100 = \frac{0.0}{100} = 0.0 \text{ MW}$ <p>Por lo tanto, la Producción Entregada de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2018 es:</p> $PE_{u,2018} = \min(DPF, DEF) = \min(0.0, 0.0) = 0.0 \text{ MW}$ <p>La Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado "Norte I" en el año 2018 es cero.</p> <p>*Empresa ficticia usada con fines ilustrativos</p>
--	--	--

Caso 3.

En enero de 2020 el CENACE debe calcular la Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica: "Bajío Mexicano"* en base a las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2019 (año analizado) en la Zona de Potencia a la cual pertenece, que es "Sistema Interconectado Nacional".

La siguiente Tabla muestra las horas críticas, así como la Disponibilidad de Producción de Energía (DPE) y la Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE) en cada una de ellas de la Unidad de Central Eléctrica "Bajío Mexicano":

No. Hora Crítica del 2019	Capacidad en MW de Placa de la Unidad de Central Eléctrica	DPE en MW de la Unidad de Central Eléctrica	DEE en MW de la Unidad de Central Eléctrica
1-100	100.0	90.0	100.0

Entonces, la Disponibilidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2019 es:

$$DPF_{u,2019} = \left(\sum_{h \in H_{u,2019}} DPE_{u,h,2019} \right) / 100 = \frac{9,000.0}{100} = 90.0 \text{ MW}$$

La Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2019 es:

$$DEF_{u,2019} = \left(\sum_{h \in H_{u,2019}} DEE_{u,2019} \right) / 100 = \frac{10,000.0}{100} = 100.0 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la Producción Entregada de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2019 es:

$$PE_{u,2019} = \min(DPF, DEF) = \min(90.0, 100.0) = 90.0 \text{ MW}$$

La Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica "Bajío Mexicano" en el año 2019 es 90.0 MW.

El vendedor dueño de la Unidad de Central Eléctrica "Bajío Mexicano" vendió sus 100.0 MW de Potencia a través de la Subasta de Largo Plazo de 2016. Entonces desde 2019 cada año debe entregar dicha cantidad por 15 años, pero su Potencia Entregada en el 2019 es de 90.0 MW, por lo cual sólo entregó 90 MW de los 100 MW vendidos en la Subasta de Largo Plazo. La Potencia Entregada de la Central Eléctrica es insuficiente para que el vendedor la pueda enajenar al Comprador a través de una TBPot por la cantidad vendida en la Subasta de Largo Plazo. Además, el Vendedor no cuenta con Potencia adicional en la Zona de Potencia: "Sistema Interconectado Nacional" por lo cual el Vendedor es responsable de cumplir con la oferta de compra de Potencia que el CENACE registrará para él en el Mercado para el Balance de Potencia por la Potencia faltante: 10 MW y, en su caso de las sanciones que le imponga la CRE por incumplir sus obligaciones de Potencia que asumió en el Contrato de Cobertura Eléctrica que firmó derivado de ser ganador de la Subasta de Largo Plazo .

*Central Eléctrica ficticia usada con fines ilustrativos

Caso 4.

En enero de 2020 el CENACE debe calcular la Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica: "Bajío Mexicano"* en base a las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2019 (año analizado) en la Zona de Potencia a la cual pertenece, que es "Sistema Interconectado Nacional".

La siguiente Tabla muestra las horas críticas, así como la Disponibilidad de Producción de Energía (DPE) y la Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE) en cada una de ellas de la Unidad de Central Eléctrica "Bajío Mexicano":

No. Hora Crítica del 2019	Capacidad en MW de Placa de la Unidad de Central Eléctrica	DPE en MW de la Unidad de Central Eléctrica	DEE en MW de la Unidad de Central Eléctrica
1-100	100.0	20.0	100.0

Entonces, la Disponibilidad de Producción Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2019 es:

$$DPF_{u,2019} = \left(\sum_{h \in H_{u,2019}} DPE_{u,h,2019} \right) / 100 = \frac{2,000.0}{100} = 20.0 \text{ MW}$$

La Disponibilidad de Entrega Física de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2019 es:

$$DEF_{u,2019} = \left(\sum_{h \in H_{u,2019}} DEE_{u,2019} \right) / 100 = \frac{10,000.0}{100} = 100.0 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la Producción Entregada de la Unidad de Central Eléctrica del Sistema de Abasto Aislado en el año 2019 es:

$$PE_{u,2019} = \text{mín}(DPF, DEF) = \text{mín}(20.0, 100.0) = 20.0 \text{ MW}$$

La Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica "Bajío Mexicano" en el año 2019 es 20.0 MW.

El vendedor dueño de la Unidad de Central Eléctrica "Bajío Mexicano" vendió sus 100.0 MW de Potencia a través de la Subasta de Largo Plazo de 2016. Entonces desde 2019 cada año debe entregar dicha cantidad por 15 años, pero su Potencia Entregada en el 2019 es de 20.0 MW, por lo cual sólo entregó 20 MW de los 100 MW vendidos en la Subasta de Largo Plazo. La Potencia Entregada de la Central Eléctrica es insuficiente para que el vendedor la pueda enajenar al Comprador a través de una TBPot por la cantidad vendida en la Subasta de Largo Plazo. Además, el Vendedor no cuenta con Potencia adicional en la Zona de Potencia: "Sistema Interconectado Nacional" por lo cual el Vendedor es responsable de cumplir con la oferta de compra de Potencia que el CENACE registrará para él en el Mercado para el Balance de Potencia por la Potencia faltante: 80 MW y, en su caso de las sanciones que le imponga la CRE por incumplir sus obligaciones de Potencia que asumió en el Contrato de Cobertura Eléctrica que firmó derivado de ser ganador de la Subasta de Largo Plazo .

*Central Eléctrica ficticia usada con fines ilustrativos

		<p>Nota: Falta incluir un ejemplo de cada uno de los supuestos a través de los cuales Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero pueden ser acreditadas con Disponibilidad de Entrega Física (DEF).</p>	
<p>Pag.44 Numeral 6.3.3</p>	<p>6.3.3 Clasificación de las Unidades de Central Eléctrica Intermitentes o de las Unidades de Central Eléctrica Firmes: (a) Se clasificará cada Unidad de Central Eléctrica ya sea como una Unidad de Central Eléctrica Intermitente o como una Unidad de Central Eléctrica Firme antes de determinar la Disponibilidad de Producción de Energía. Las siguientes reglas aplicarán en esta clasificación</p>		<p>Un punto relevante para el Manual de Potencia es el establecer los requerimientos y clasificación para los sistemas de almacenamiento (Baterías).</p> <p>Incorporar en la sección 6.3.3 una subsección específica donde quede claro que se le catalogaría como una central eléctrica intermitente de recurso de energía limitada (esto nos permite que sea gestionada por el CENACE), imponiendo una condición de que deben ser capaces de operar a plena capacidad por un máximo de 6 horas</p>
<p>Pág.45 Numeral 6.3.4</p>	<p>La Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Intermitente en una Hora Crítica, se calculará como la generación de energía real de la planta en cuestión en dicha hora, medida en MWh. Aplicará la siguiente disposición: (a) Esta cantidad de MWh será la cantidad física que sería aplicable para fines de liquidaciones de generación bajo las reglas a Corto Plazo del Mercado de Energía, para Potencia Entregada</p>		<p>Explicar si es factible realizar operaciones de Potencia con Energía, ya que se encuentra integrada en 1 hora crítica.</p>
<p>Pág.45 Numeral 6.3.5</p>	<p>6.3.5 La Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Firme en una Hora Crítica, se calculará como la disponibilidad máxima para producir energía en dicha hora. Específicamente, dicha cantidad se determinará según lo siguiente: (i) La capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica que fue ofrecida al Mercado de Tiempo Real; menos.....</p>		<p>En el Mercado de Tiempo Real solo se ofrece energía y servicios conexos.</p>

<p>Pág.45 Numeral 6.3.5 inciso iii)</p>	<p>(iii) La capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica, si la Unidad de Central Eléctrica no se encontró disponible en la Hora Crítica por encontrarse en salida por mantenimiento, debido a que el CENACE reprogramó el mantenimiento que originalmente autorizó.</p> <p>$DPEf_{h \in H} = OFc_{gmax} - c_{gna} + [S_i SM = 1 (F_{cgmax})]$</p> <p>Dónde:</p> <p>$DPEf_{h \in H}$: Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Firme en una Hora Crítica.</p> <p>OFc_{gmax}: capacidad de generación máxima para una Unidad de Central Eléctrica ofrecida en el Mercado de Tiempo Real.</p> <p>c_{gna}: porción de la capacidad que no hubiera podido generar si el CENACE se lo hubiera instruido.</p> <p>SM: tomará el valor 1 cuando ocurra una indisponibilidad en la Hora Crítica por salida a mantenimiento reprogramada por el CENACE.</p>	<p>(iii) La capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica, si la Unidad de Central Eléctrica no se encontró disponible en la Hora Crítica por encontrarse en salida por mantenimiento, debido a que el CENACE reprogramó el mantenimiento que originalmente autorizó.</p> <p>$DPEf_{h \in HC_{a,zp}} = OFc_{gmax_{h \in HC_{a,zp}}} - c_{gna_{h \in HC_{a,zp}}} + SM_{h \in HC_{a,zp}} (OFc_{gmax_{h \in HC_{a,zp}}})$</p> <p>Donde:</p> <p>$DPEf_{h \in HC_{a,zp}}$: Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Firme en la Hora Crítica h</p> <p>$OFc_{gmax_{h \in HC_{a,zp}}}$: capacidad de generación máxima para una Unidad de Central Eléctrica ofrecida en la hora h, en el Mercado de Tiempo Real,</p> <p>$c_{gna_{h \in HC_{a,zp}}}$: porción de la capacidad que no hubiera podido generar en la hora h, si el CENACE se lo hubiera instruido</p> <p>$SM_{h \in HC_{a,zp}} = 1$ Si ocurrió una indisponibilidad en la hora crítica h, por salida de mantenimiento reprograma por el CENACE, $SM_{h \in HC_{a,zp}} = 0$ en cualquier otro caso</p>	<p>Se propone una condición</p> <p>$SM_{h \in HC_{a,zp}} = 1$ Si ocurrió una indisponibilidad en la hora crítica h, por salida de mantenimiento reprograma por el CENACE, $SM_{h \in HC_{a,zp}} = 0$ en cualquier otro caso</p> <p>Es indispensable indicar las unidades de medida de cada variable involucrada en la formula, así como los subíndices de las mismas</p> <p>En el Mercado de Tiempo Real solo se ofrece energía y servicios conexos.</p>
<p>Pág. 48 Numeral 6.4.1 Inciso (a)</p>	<p>(a) La Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada, será la cantidad de MWh de la(s) oferta(s) de compra sensibles al precio que sean presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real para dicha hora, menos la cantidad de MWh por las instrucciones de despacho del CENACE para activar dicha(s) oferta(s).</p> <p>$DRC_{h \in H} = OFS - RDCa$ [MW]</p> <p>Donde:</p>	<p>(a) La Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada, será la cantidad de MWh de la(s) oferta(s) de compra sensibles al precio que sean presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real para dicha hora, menos la cantidad de MWh por las instrucciones de despacho del CENACE para activar dicha(s) oferta(s).</p> <p>$DRC_{h \in HC_{a,zp}} = OFC_{h \in HC_{a,zp}} - RDCa_{h \in HC_{a,zp}}$ [MW]</p>	<p>Acorde con el (a) las variables están en [MWh], especificar las unidades de cada elemento de la formula, así como sus subíndices.</p> <p>Por ejemplo:</p> <p>Suponiendo los siguientes valores:</p> <p>$OFS = 190MWh$</p>

	<p>$DRC_{h \in H}$: Disponibilidad de Reducción de Consumo para un Recurso de Demanda Controlable Garantizada para una Hora Crítica, medida en MW.</p> <p>OFS: Ofertas de compra sensibles al precio que sean presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real para dicha hora.</p> <p>RDCa: Instrucciones de despacho del CENACE para activar las OFS.</p>	<p>Donde:</p> <p>$DRC_{h \in HC_{a,zp}}$: Disponibilidad de Reducción de Consumo para un Recurso de Demanda Controlable Garantizada para una Hora Crítica, medida en [MW].</p> <p>$OFC_{h \in HC_{a,zp}}$: Ofertas de compra sensibles al precio que sean presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real para la hora h.</p> <p>$RDCa_{h \in HC_{a,zp}}$: Instrucciones de despacho del CENACE para activar las OFS.</p>	<p>$RDC_a = 120MWh$</p> <p>Al aplicar la fórmula se tiene:</p> <p>$DRC_{h \in H} = 190MWh - 120MWh$ $DRC_{h \in H} = 70MWh$</p>
<p>Pág. 49 Numeral 6.6.1 Inciso (a)</p>	<p>6.6.1 Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física (DPF) de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada:</p> <p>(a) La Disponibilidad de Producción Física, referida con la notación $DPF_{u,a}$, es el promedio por hora de Disponibilidad de Reducción de Consumo de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada en las Horas Críticas del año inmediato anterior. Esta cantidad se mide en MW. Se determina por separado para cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u) para cada año (a) previo al Mercado para el Balance de Potencia. La $DPF_{p,a}$ se calcula de conformidad con la siguiente fórmula que divide a los MWh por horas:</p> $DPF_{u,a} = \left(\sum_{h \in H_{u,a}} DRC_{u,h,a} \right) / 100$ <p>Donde: DPF: Disponibilidad de Producción Física. $DRC_{u,h,a}$: Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u), en la Hora Crítica (h), en el año (a). $H_{u,y}$ es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de Potencia donde se ubica el Recurso de Demanda</p>	<p>6.6.1 Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física (DPF) de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada:</p> <p>(a) La Disponibilidad de Producción Física, referida con la notación $DPF_{u,a}$, es el promedio de Disponibilidad de Reducción de Consumo de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada en las Horas Críticas del año inmediato anterior. Esta cantidad se mide en MW. Se determina por separado para cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u) para cada año (a) previo al Mercado para el Balance de Potencia. La $DPF_{p,a}$ se calcula de conformidad con la siguiente fórmula que divide a los MWh por horas:</p> $DPF_{u,a} = \left(\sum_{h \in H_{u,a}} DRC_{u,h,a} \right) / 100$ <p>Donde: $DPF_{u,a}$: Disponibilidad de Producción Física de la unidad de Recursos de Demanda Controlable u, en el año a $DRC_{u,h,a}$: Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u), en la Hora Crítica (h), en el año (a). $H_{u,a}$ es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de</p>	<p>Se eliminó el termino por hora, debido a que no se debe obtener un promedio por hora, sino en las 100 horas críticas.</p> <p>Se define la variable DPF y no $DPF_{u,a}$ Se reemplazó: $H_{u,y}$ por $H_{u,a}$</p> <p>Hace falta definir qué es el número 100 y sus unidades de medida.</p> <p>Se deben definir las unidades de medida de cada una de las variables</p>

<p>Pag.50 Numeral 6.9.3</p>	<p>6.9.3 La Disponibilidad de Entrega de Energía se calcula considerando la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión programada para la operación en cada caso y configuración. Cabe destacar que el análisis se lleva a cabo al momento de realizar estudios de interconexión, con base en la configuración esperada del Sistema Eléctrico Nacional, por lo cual el CENACE podrá determinar la Disponibilidad de Entrega de Energía en uno o varios casos, sin analizar necesariamente 100 Horas Críticas en cada configuración.</p>		<p>Ajustar redacción.</p> <p>Al autorizar o aprobar el estudio de interconexión se está aprobando la DEE de esa central.</p>
<p>Pág. 51 Numeral 6.9.6</p>	<p>El CENACE podrá analizar entre 1 y 100 casos distintos para cada configuración de red, según se necesite para reflejar las 100 Horas Críticas.</p>		<p>No es práctico realizar tantos casos de estudio, para configuración de red para horas críticas.</p> <p>Se propone reconocer una sola capacidad de acuerdo al escenario más crítico y considerar en la evaluación la penalización por el pago o reconocimiento de capacidad en el escenario menos crítico. Esto daría más certeza al generador de los pagos de capacidad.</p>
<p>Pag. 52 Numeral 6.9.7</p>	<p>Cuando el CENACE haya creado casos de Horas Críticas de conformidad con el numeral anterior, entonces el valor de Disponibilidad de Entrega de Energía única que resulte de modelar un grupo de Horas Críticas aplicará para cada Hora Crítica dentro de ese grupo para fines de determinar la DEF.</p>		<p>No es práctico realizar tantos casos de estudio, para configuración de red para horas críticas.</p> <p>Se propone reconocer una sola capacidad de acuerdo al escenario más crítico y considerar en la evaluación la penalización por el pago o reconocimiento de capacidad en el escenario menos crítico. Esto daría más certeza al generador de los pagos de capacidad.</p>



<p>Pag.52 Numeral 6.9.8 inciso d)</p>	<p>d) Para los modelos de simulación usados en el estudio de Disponibilidad de Entrega de Energía, el CENACE hará las siguientes suposiciones:</p> <p>i)La demanda del sistema será modelada a niveles pronosticados, sin re-despacho.</p> <p>ii)Se considerará que todas las Unidades de Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada existentes en el área afectada por el Recurso bajo estudio, generan a sus niveles de producción o consumo históricos en la Hora Crítica en cuestión, sin re-despacho, pero el CENACE excluirá a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que se hayan retirado o hayan anunciado que un retiro surtirá efecto antes del año que se esté modelando. Cabe notar que:</p> <p>A) En cada caso, los niveles de generación o consumo históricos usados serán el promedio simple de los niveles de generación o consumo históricos de las distintas Horas Críticas en dicho caso.</p> <p>iii)Se considerará que todas las demás Unidades de Central Eléctrica y todos los demás Recursos de Demanda Controlable Garantizada existentes, en áreas distintas al área afectada por el Recurso bajo estudio, son flexibles con respecto a sus niveles de generación o consumo históricos en el caso en cuestión, permitiendo su re-despacho con el fin de dar cabida a la energía del Recurso bajo estudio, sin embargo el CENACE excluirá a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que se hayan retirado o hayan anunciado que un retiro surtirá efecto antes del año que se esté modelando.</p>		<p>Para los modelos de simulación usados en el estudio de DEE se realizará de manera consistente con los criterios de planeación establecidos en el código de red y manual de interconexión.</p> <p>Se propone quitar las cuatro suposiciones establecidas.</p>
---	--	--	---

<p>Pág. 54 Numeral 6.9.8 inciso g) subinciso i)</p>	<p>(i) Para cada caso en la que la totalidad de la Capacidad Instalada no se haya podido entregar, el CENACE reiteradamente reducirá la capacidad del Recurso bajo estudio y volverá a realizar el modelado hasta que el CENACE determine la Potencia que sea factible de entregarse con una precisión de más o menos 5 MW sin la necesidad de trabajos adicionales en la RNT y RGD.</p>		<p>Explicar, puesto que este valor puede ser un valor muy grande para BCS</p> <p>Se debe exigir que cumpla con ciertos criterios de precisión en la medición.</p>
<p>Pág.54 Numeral 6.10 inciso c y d)</p>	<p>c) Con posterioridad al cálculo inicial al que se refiere el inciso anterior, el CENACE calculará el DEF de cada Central Eléctrica durante el proceso de interconexión.</p> <p>d) La DEF para una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada no se ajustarán por la entrada de Centrales Eléctricas posteriores a la determinación del DEF, o por indisponibilidad real en las redes, posterior a la determinación de la DEF. La DEF puede evaluarse nuevamente cuando ocurre una (o ambas) de las siguientes condiciones:</p> <p>i) El representante de la Unidad de Central Eléctrica o del Recurso de Demanda Controlable Garantizada solicita una nueva evaluación para su DEF, en términos del Manual de Interconexiones. El CENACE en un lapso de tiempo que no exceda de treinta días naturales a partir de la solicitud deberá dar respuesta. En caso de que el CENACE lleva a cabo la nueva evaluación, el CENACE deberá completarla a más tardar a los cuarenta y cinco días naturales de haber recibido la solicitud.</p>		<p>En el inciso c) indica "el DEF" Y en el inciso d) "la DEF"</p>

<p>Pág.57 Numeral 6.11</p>	<p>6.11 Disponibilidad de Entrega de Energía para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero</p>		<p>Esto se debe revisar legalmente por CENACE para complementar la opinión legal de la SENER.</p>
<p>Pág.57 Numeral 6.11</p>	<p>6.11 Disponibilidad de Entrega de Energía para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero</p> <p>(a) Las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero pueden ser acreditadas con Disponibilidad de Entrega Física (DEF) sujeto a las condiciones que se establezcan en el presente numeral,</p> <p>(b) Una Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero no será acreditada con DEF a menos que cumpla con por lo menos con cualquiera de las siguientes condiciones:</p> <p>(i) El Generador demuestre que no exista la infraestructura requerida 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:</p> <p>(A) Se considerará que existe la infraestructura requerida cuando la interconexión se puede lograr a través de maniobras u obras dentro de una subestación y sus cercanías.</p> <p>(B) Para comprobar que la infraestructura no existe bajo el criterio (i) anterior, el Generador deberá presentar al CENACE una declaración suscrita por un perito calificada que manifieste que la infraestructura no existe bajo el criterio y que contenga una explicación de las obras que se requerirían para interconectar la Central Eléctrica con el Sistema Eléctrico Vecino.</p>	<p>6.11 Disponibilidad de Entrega de Energía para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero</p> <p>(a) Las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero pueden ser acreditadas con Disponibilidad de Entrega Física (DEF) sujeto a las condiciones que se establezcan en el presente numeral,</p> <p>(b) Una Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero no será acreditada con DEF a menos que cumpla con por lo menos las siguientes condiciones:</p> <p>(i) El Generador demuestre que no exista la infraestructura requerida 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:</p> <p>(A) Se considerará que existe la infraestructura requerida cuando la interconexión se puede lograr a través de maniobras u obras dentro de una subestación y sus cercanías.</p> <p>(B) Para comprobar que la infraestructura no existe bajo el criterio (i) anterior, el Generador deberá presentar al CENACE una declaración suscrita por un perito calificado que manifieste que la infraestructura no existe bajo el criterio y que contenga una explicación de las obras que se requerirían para interconectar la Unidad Central Eléctrica con el Sistema Vecino.</p> <p>(C) Se entenderá cumplido el criterio (i) anterior solo</p>	<p>Se propone como idioma oficial de comunicación con las UCE el español, por lo que será requisito obligatorio para las UCE del Extranjero que participen en el MBP</p> <p>Se realizan algunas aclaraciones o modificaciones en el documento en color verde.</p> <p>Se solicitar clarificar la redacción del inciso (h) del numeral 6.11.</p> <p>Para las Unidades de Central Eléctrica que participen en el Mercado de Balance de Potencia operado por el CENACE, el idioma oficial será el español.</p>

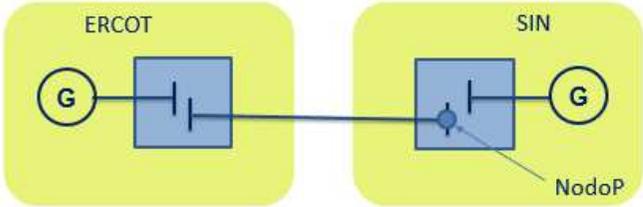
<p>(C) Se entenderá cumplido el criterio (i) anterior cuando se demuestre que no existe continuidad eléctrica al sistema eléctrico foráneo por medio de un cable conductor y que dicha continuidad no se pueda establecer a través de cualquier equipo de maniobra que estén efectivamente instalados, y que para contar con dicha continuidad o la posibilidad de establecerla requeriría obras con un tiempo de construcción de tres meses o más.</p> <p>(D) El CENACE evaluará la información que se menciona en el inciso B, anterior y podrá rechazarla en caso de que no sea fehaciente. La presentación de información falsa o fraudulenta será causa de la suspensión del Generador, y el Generador será el responsable de las sanciones que procedan en términos de la Ley.</p> <p>(E) En caso de que el CENACE acepte que el Generador que representa la Unidad de Central Eléctrica ha comprobado los requisitos anteriores, la Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero podrá ser acreditada con DEF.</p> <p>(ii) El Generador presente compromisos vinculantes por parte de la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo (cuando sea distinto a lo anterior) y los reguladores jurisdiccionales, que garanticen la continuidad de la exportación a México asociada con la Disponibilidad de Entrega Física, 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:</p> <p>(A) El compromiso que presente el Generador deberá ser por escrito y tener la forma de una renuncia y deberá estar firmada por la(s) personas legalmente autorizadas por la(s) autoridad(es) de Confiabilidad, el/los operador(es) del Sistema Eléctrico Vecino, y el/los regulador(es) jurisdiccionales, garantizando las</p>	<p>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 para contar con dicha continuidad o la posibilidad de establecerla requeriría obras con un tiempo de ingeniería, procura y construcción de tres meses o más.</p> <p>(D) El CENACE evaluará la información que se menciona en el inciso B, anterior y podrá rechazarla en caso de que no sea fehaciente. La presentación de información falsa o fraudulenta será causa de la suspensión del Generador, y el Generador será el responsable de las sanciones que procedan en términos de las Leyes Aplicables.</p> <p>(E) En caso de que el CENACE acepte que el Generador que representa la Unidad de Central Eléctrica ha comprobado los requisitos anteriores, la Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero podrá ser acreditada con DEF.</p> <p>(ii) El Generador presente compromisos vinculantes por parte de la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo (cuando sea distinto a lo anterior) y los reguladores jurisdiccionales, que garanticen la continuidad de la exportación a México asociada con la Disponibilidad de Entrega Física, 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:</p> <p>(A) El compromiso que presente el Generador deberá ser por escrito y tener la forma de una renuncia y deberá estar firmada por la(s) personas legalmente autorizadas, el/los operadores(es) que, en su caso, tengan jurisdicción sobre la continuidad de la exportación a México de la Unidad Central Eléctrica, para la cual se solicita el compromiso vinculante,</p>	
---	---	--

<p>disposiciones del numeral 6.10 (i) y especificando el/los año(s).</p> <p>(B) En el caso de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en los Estados Unidos, el paso , significa que las siguientes organizaciones deberán presentar renunciaciones.</p> <p>(I) La Organización de Transmisión Regional (de existir alguna), cuyo territorio de servicio abarque la ubicación de la Unidad de Central Eléctrica. Por ejemplo, ERCOT y CAISO.</p> <p>(II) En el caso de que la Unidad de Central Eléctrica no esté ubicada dentro del territorio de una Organización de Transmisión Regional en los Estados Unidos, entonces la renuncia del paso, en su lugar vendría de la organización de servicios públicos u otra organización que sea el operador del sistema para la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, en casos en los que la Unidad de Central Eléctrica esté ubicada en los estados de los Estados Unidos de Nuevo México o Arizona, o en partes de California o Texas donde CAISO y ERCOT, respectivamente, no son los operadores del sistema.</p> <p>(III) La(s) Organización(es) de Transmisión regionales, si son distintas a las del paso, y cualesquiera otros operadores de sistemas si son diferentes a los del paso , que abarque(n) la(s) ruta(s) de transmisión natural(es) entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.</p> <p>(IV) La Comisión de -Servicios Públicos estatal -The state Public Utilities Commission- (Reguladora Estatal) del estado en los Estados Unidos en el que se ubique la Unidad de Central Eléctrica.</p>	<p>garantizado de las disposiciones establecidas en este inciso (ii) y especificando la vigencia del compromiso.</p> <p>(B) Asimismo, 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 permita y se podrá cumplir sin violar los estándares de confiabilidad en el Sistema Eléctrico.</p> <p>C) En caso de que el/los reguladores(es) del Sector Eléctrico en el punto de exportación no tengan jurisdicción sobre la continuidad de la exportación a México de la Unidad Central Eléctrica para la cual se solicita el compromiso vinculante, dicha falta de jurisdicción se deberá comprobar mediante los siguientes puntos:</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>En el caso de las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en Guatemala, Belice, el paso establecido en el inciso (A) significa que las siguientes organizaciones deberán presentar renunciaciones:</p> <p>El Administrador de Mercado Mayorista de Guatemala. (AMM)</p> <p>El Ente Operador Regional (EOR).</p> <p>La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, Centroamérica.</p> <p>El Instituto Nacional de Electrificación (INDE).</p> <p>(F) En el caso de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en Belice, el paso establecido en el inciso (A), aplicará lo correspondiente a los incisos (D) y (E) con las autoridades equivalentes en su país</p>	
--	--	--

<p>(V) La Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC).</p> <p>(VI) La Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC).</p> <p>(VII) La organización regional dentro de la NERC en la que se ubique la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, WECC o Texas Reliability Entity.</p> <p>(VIII) 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.</p> <p>(iii) El CENACE, con la autorización de la CRE, celebre un convenio con la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo y los reguladores jurisdiccionales, que garantice la continuidad de las exportaciones a México asociadas con los compromisos contractuales de Potencia, 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 los incisos 6.11 y 6.11, también aplican a el presente inciso.</p> <p>(c) Los compromisos considerados en el inciso 6.11 (b)(ii) y los convenios considerados en el inciso 6.11 (b) (iii) podrán prever que el operador de sistema u otro autoridad extranjera solicite autorización al CENACE para la interrupción de exportaciones a México. Si cualquier ente distinto al CENACE está facultado a interrumpir la exportación sin pedir autorización, aunque requiera la notificación o coordinación con el CENACE, se considerará que la Potencia es contingente al sistema extranjero en términos de la Base 11.1.5 (d) (iv), por lo cual no se cumplen los supuestos del inciso 6.11 (b)(ii) o el inciso 6.11 (b) (iii).</p> <p>(d) El Generador que represente la Unidad de Central</p>	<p>(c) Los compromisos considerados en el inciso 6.11 (b)(ii) y los convenios considerados en el inciso 6.11 (b) (iii) podrán prever que el operador de sistema u otra autoridad extranjera solicite autorización al CENACE para la interrupción de exportaciones a México. Si cualquier ente distinto al CENACE está facultado a interrumpir la exportación sin pedir autorización, aunque requiera la notificación o coordinación con el CENACE, se considerará que la Potencia es contingente al sistema extranjero en términos de la Base 11.1.5 (d) (iv), por lo cual no se cumplen los supuestos del inciso 6.11 (b)(ii) o el inciso 6.11 (b) (iii).</p>	
--	--	--

	<p>Eléctrica extranjera (en el caso del inciso) o el CENACE (en el caso del inciso) deberá obtener del operador del Sistema Eléctrico Vecino en cuyo territorio se ubique la Unidad de Central Eléctrica extranjera, una confirmación por escrito de que la Potencia de la Unidad de Central Eléctrica no contribuye de manera para el mercado de Potencia (de existir alguna) del Sistema Eléctrico Vecino, o para el cumplimiento de las Obligaciones Mínimas de Potencia de las Entidades Responsables de Carga del Sistema Eléctrico Vecino. Los requisitos y aclaraciones de los incisos. y también aplican al presente inciso.</p> <p>(e) A las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero que pretenden exportar energía a México vía interconexiones sistema-a-sistema, no se les acreditará DEF a menos que el Generador que las represente compruebe que se ha reservado y obtenido en el sistema de transmisión extranjero un servicio de transmisión firme desde las Unidades de Central Eléctrica a la frontera de México, y que haya demostrado la capacidad de entrega de la generación hacia México. Cabe aclarar que:</p> <p>(i) Para comprobar, el Generador deberá presentar una declaración escrita, de todos los operadores de los Sistema Eléctricos Vecinos que operen los territorios entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.</p> <p>(ii) La declaración deberá ser firmada por la(s) persona(s) legalmente autorizadas por el o los operadores de los Sistemas Eléctricos Vecinos.</p> <p>(f) Cuando una Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero tenga la opción de interconectarse con un Sistema Eléctrico Vecino y el Generador que la representa no ha presentado compromisos vinculantes, o si el CENACE no ha celebrado el contrato referido en el inciso 6.11 (b) (iii) anterior, se</p>		
--	---	--	--

<p>asumirá que la exportación hacia México será interrumpida a discreción del Sistema Eléctrico Vecino. Dichas Unidades de Central Eléctrica únicamente podrán ofrecer Potencia contingente al sistema extranjero, que es de calidad inferior a la Potencia Entregada que se comercia en el Mercado para el Balance de Potencia. Únicamente el CENACE podrá comprar Potencia contingente al sistema extranjero cuando se requiera para Confiabilidad o en caso de un Estado Operativo de Emergencia, según se establece en el artículo 135 de la Ley, bajo los términos definidos por la CRE.</p> <p>(g) El CENACE informará a los Participantes del Mercado los resultados de su determinación de la DEF inmediatamente después de su cálculo.</p> <p>(h) Las Unidades de Central Eléctrica que no generen la cantidad de energía que les solicite el CENACE, como parte de una instrucción de prueba de despacho o una instrucción de despacho sufrirán una reducción de DPF. Si, incluso con esta reducción, el CENACE considera que la DPF de una Unidad de Central Eléctrica es mayor a la que hubiera sido si la Unidad de Central Eléctrica hubiera ofrecido consistentemente al mercado una Potencia que de hecho hubiera podido producir, entonces:</p> <p>(i) El CENACE podrá realizar un cálculo alternativo de la DPF de dicha Unidad de Central Eléctrica, usando las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía que reflejen el entendimiento que tenga el CENACE de la potencia real de dicha Unidad de Central Eléctrica.</p> <p>(ii) El CENACE podrá utilizar la DPF del inciso (), anterior para el cálculo de la Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica.</p> <p>(iii) Si el CENACE llegara a utilizar la DPF del inciso, anterior, el CENACE debe justificar las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía utilizadas en</p>	<p>(h) Las Unidades de Central Eléctrica que no generen la cantidad de energía que les solicite el CENACE, como parte de una instrucción de prueba de despacho o una instrucción de despacho sufrirán una reducción de DPF. Si, incluso con esta reducción, el CENACE considera que la DPF de una Unidad de Central Eléctrica es mayor a la que hubiera sido si la Unidad de Central Eléctrica hubiera ofrecido consistentemente al mercado una Potencia que de hecho hubiera podido producir, entonces:</p> <p>(i) El CENACE podrá realizar un cálculo alternativo de la DPF de dicha Unidad de Central Eléctrica, usando las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía que reflejen el entendimiento que tenga el CENACE de la potencia real de dicha Unidad de Central Eléctrica.</p> <p>(ii) El CENACE podrá utilizar la DPF del inciso (), anterior para el cálculo de la Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica.</p> <p>(iii) Si el CENACE llegara a utilizar la DPF del inciso, anterior, el CENACE debe justificar las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía utilizadas en el inciso, y el CENACE presentará la justificación al Generador responsable de la Unidad de Central Eléctrica, a la CRE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado.</p>	
--	--	--

	<p>el inciso, y el CENACE presentará la justificación al Generador responsable de la Unidad de Central Eléctrica, a la CRE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado.</p>	<p>Para las Unidades de Central Eléctrica que participen en el Mercado de Balance de Potencia operado por el CENACE, el idioma oficial será el español.</p>	
<p>Pág.57 Numeral 6.11 inciso a)</p>	<p>(a) Las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero pueden ser acreditadas con Disponibilidad de Entrega Física (DEF) sujeto a las condiciones que se establezcan en el presente numeral.</p>	<p>Se debe esclarecer, si lo que se indica en el inciso a) puede ser solo para abasto aislado. Definir cómo se les va a comprobar su capacidad. Aclarar cómo se les va a realizar pruebas de capacidad, y cómo ésta generación afecta al otro mercado o sistema extranjero.</p>	 <p>-Debe cumplir con la reglamentación mexicana -A la hora de operar como nos aseguramos que no tendrá un incumplimiento a leyes estatales, municipales del EEUU</p> <p>-Debe cumplir como figura de generador -Debe tener todos los elementos requeridos -Debe tener un NodoP que sea parte de una zona de potencia -Cuáles son los procedimientos operativos.</p>
<p>Pág.57 Numeral 6.11 b) inciso i) subinciso D)</p>	<p>(D) El CENACE evaluará la información que se menciona en el inciso (B) anterior y podrá rechazarla en caso de que no sea fehaciente. La presentación de información falsa o fraudulenta será causa de la suspensión del Generador, y el Generador será el responsable de las sanciones que procedan en términos de la Ley.</p>		<p>Explicar cómo se aplica la Ley mexicana en el extranjero y precisar cómo se puede ejercer esta ley, normas, reglas de mercado, etc.</p>



<p>Pág.59 Numeral 6.11 b) inciso ii) subinciso b) (II), (V),(VII) y (VIII)</p>	<p>(II) En el caso de que la Unidad de Central Eléctrica no esté ubicada dentro del territorio de una Organización de Transmisión Regional en los Estados Unidos, entonces la renuncia del paso (I) en su lugar vendría de la organización de servicios públicos u otra organización que sea el operador del sistema para la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, en casos en los que la Unidad de Central Eléctrica esté ubicada en los estados de los Estados Unidos de Nuevo México o Arizona, o en partes de California o Texas donde CAISO y ERCOT, respectivamente, no son los operadores del sistema.</p> <p>(V) La Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC).</p> <p>(VII) La organización regional dentro de la NERC en la que se ubique la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, WECC o Texas Reliability Entity.</p> <p>(VIII) 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.</p>		<p>NO se mencionó Centroamérica y los operadores relacionado con estos Sistemas Eléctricos.</p> <p>Se debe tener muy claro, como esto es operable y llevado a su ejecución.</p> <p>Se requieren procedimientos operativos y criterios de confiabilidad para ejecutarse.</p> <p>Lo anterior requiere de tiempo para realizarse.</p>
<p>Pág. 59 Numeral 6.11 inciso h)</p>	<p>h) Las Unidades de Central Eléctrica que no generen la cantidad de energía que les solicite el CENACE, como parte de una instrucción de prueba de despacho o una instrucción de despacho sufrirán una reducción de DPF. Si, incluso con esta reducción, el CENACE considera que la DPF de una Unidad de Central Eléctrica es mayor a la que hubiera sido si la Unidad de Central Eléctrica hubiera ofrecido consistentemente al mercado una Potencia que de hecho hubiera podido producir, entonces:</p> <p>i) El CENACE podrá realizar un cálculo alternativo de la DPF de dicha Unidad de Central Eléctrica, usando las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía que reflejen el entendimiento que tenga el CENACE de</p>		<p>Poner de que nivel será la reducción de DPF y/o conforme a que cláusula y de que manual.</p>

	la potencia real de dicha Unidad de Central Eléctrica.		
Pág.60 Numeral 6.11 b) inciso iii) subinciso e)	(e) A las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero que pretenden exportar energía a México vía interconexiones sistema-a-sistema, no se les acreditará DEF a menos que el Generador que las represente compruebe que se ha reservado y obtenido en el sistema de transmisión extranjero un servicio de transmisión firme desde las Unidades de Central Eléctrica a la frontera de México, y que haya demostrado la capacidad de entrega de la generación hacia México. Cabe aclarar que:		Se debe precisar cómo demuestra la capacidad de entrega.
Pág. 61 Numeral 6.12.2	6.12.2 Una forma en la que el CENACE puede vigilar la disponibilidad es emitiendo instrucciones de prueba.		Revisará metodología de CAISO para complementar
Pág. 63 Numeral 6.12.3 Inciso g)	(g) Cada Unidad de Central Eléctrica deberá cumplir con la instrucción de prueba de forma que se respeten las limitaciones de tiempo especificadas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para instrucciones de despacho, donde las limitaciones de tiempo pueden estar basadas en:		Incluir Manuales aplicables (Instrucciones de Despacho)
Pág. 63 Numeral 6.12.3 inciso i)	i) El CENACE deberá librar a la una Unidad de Central Eléctrica o a un Recurso de Demanda Controlable Garantizada de todas las obligaciones de brindar servicios auxiliares durante el periodo de la prueba.		En vez de servicios auxiliares debe ser servicios conexos
Pág. 63 Numeral 6.12.3 inciso j)	j) Tras los límites de tiempo que se mencionan en el numeral 6.12.3 (e) para alcanzar inicialmente el nivel de MW asociado con las instrucciones de despacho, se evalúa la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada los 30 minutos subsiguientes, y el CENACE medirá la producción promedio de la Unidad de Central Eléctrica o el consumo promedio del Recurso de Demanda Controlable Garantizada durante dicho periodo de 30 minutos.		Subir a 60 min y que podrá extenderse a 120 min, a consideración del CENACE. Agregar una sección para las unidades de propiedad conjunta (UPC)

<p>Pág. 63 Numeral 6.12.3 inciso m)</p>	<p>m) El CENACE podrá realizar pruebas a múltiples Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada durante un periodo de 24 horas, sin embargo, el CENACE no podrá realizar pruebas a más de dos Recursos de Demanda Controlable Garantizada o Unidades de Central Eléctrica simultáneamente dentro de un mismo sistema interconectado dentro del mismo periodo de tiempo.</p>		<p>Se propone eliminar inciso m)</p>
<p>Pág.63 Numeral 6.12.4</p>	<p>Por cada incumplimiento, con la excepción del numeral 6.12.4(b) que se observe una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable por no tener disponible la capacidad ofrecida, el CENACE reducirá la Disponibilidad de Producción Física calculada para el año por el 10% de la capacidad ofrecida que no estuvo disponible, haciendo notar lo siguiente.</p> <p>a) Este incumplimiento puede presentarse en una prueba específica o el despacho normal.</p> <p>b) El incumplimiento de una Unidad de Central Eléctrica por no tener disponible la capacidad que fuera ofrecida como disponible no causará la penalización del 10% bajo las siguientes circunstancias:</p> <p>i) Si la Unidad de Central Eléctrica experimenta una salida forzada entre el momento de cierre para ofertas en el Mercado de Tiempo Real y el momento cuando se le</p>		<p>Agregar capacidad ofrecida en las ofertas de MDA y MTR considerando las ofertas que pueden resultar para UPC.</p>
<p>Pág. 64 Numeral 6.12.3 Inciso j) y m)</p>	<p>(j) Tras los límites de tiempo que se mencionan en el numeral 6.12.3 (e) para alcanzar inicialmente el nivel de MW asociado con las instrucciones de despacho, se evalúa la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada los 30 minutos subsiguientes, y el CENACE medirá la producción promedio de la Unidad de Central Eléctrica o el consumo promedio del Recurso de Demanda Controlable Garantizada durante dicho periodo de 30 minutos.</p>		<p>En el numeral 6.12.3 inciso e) no se menciona, hace referencia al Manual de Corto Plazo.</p>

	<p>(m) El CENACE podrá realizar pruebas a múltiples Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada durante un periodo de 24 horas, sin embargo, el CENACE no podrá realizar pruebas a más de dos Recursos de Demanda Controlable Garantizada o Unidades de Central Eléctrica simultáneamente dentro de un mismo sistema interconectado dentro del mismo periodo de tiempo.</p>		<p>Fomentar las pruebas de centrales, mediante las gerencias regionales de control.</p>
<p>Pág. 65 Numeral 6.12.4</p>	<p>6.12.4 Por cada incumplimiento, con la excepción del numeral 6.12.4(b) que se observe una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable por no tener disponible la capacidad ofrecida, el CENACE reducirá la Disponibilidad de Producción Física calculada para el año por el 10% de la capacidad ofrecida que no estuvo disponible, haciendo notar lo siguiente.</p>		<p>En cuanto a %, es muy diferente no cumplir con un 10% ó no cumplir un 30% de su capacidad ofrecida</p> <p>10% de 500 MW = 50 MW</p> <p>10% de 25 MW = 2.5 MW</p>

CAPÍTULO 7 Potencia adquirida en Contratos de Cobertura

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
<p>Pág.67 Numeral 7.1.4 inciso c)</p>	<p>c) Se permiten otras ventas de Potencia Entregada bajo Contratos de Cobertura Eléctrica; sin embargo, dicha venta debe ser una reventa (ya sea parcial o total) de un Contrato de Cobertura Eléctrica "primario" cuyo vendedor inicial antes haya cumplido con los requisitos establecidos en los incisos (a) y (b).</p>		<p>¿Cómo participa una ERC que este con excedente y quiere vender potencia de una central?</p>
<p>Pág.67 Numeral 7.1.4 inciso f)</p>	<p>f) Las partes vendedoras de los Participantes del Mercado que suscriban múltiples Contratos de Cobertura Eléctrica en el transcurso de un solo mes natural para la vender Potencia Entregada pueden presentarle un solo documento al CENACE a más tardar 3 días naturales antes de que termine el mes que cubra el plan colectivo para cumplir con su obligación de suministrar Potencia Entregada al amparo de todos los Contratos de Cobertura Eléctrica que el Participante del Mercado haya suscrito en el mes considerado. Los Participantes del Mercado deben informarle al CENACE su elección de presentar un reporte mensual al momento que dichos Participantes del Mercado</p>		<p>Cambiar de 3 a 14 días ya que los tiempos son muy cortos.</p>

	registren cada Contrato de Cobertura Eléctrica para la venta de Potencia Entregada ante el CENACE durante dicho mes.		
Pág.69 Numeral 7.1.6 inciso c)	c)El CENACE deberá reportar las inconsistencias a la Unidad de Vigilancia del Mercado a más tardar un mes a partir de la fecha en la identificó.		A partir de la fecha en la que se identificó,
Pag.69 Numeral 7.2.1 inciso a)	7.2.1 La transferencia de Potencia Entregada entre los Participantes del Mercado que suscriban Contratos de Cobertura Eléctrica deberá llevarse a cabo a través de Transacciones Bilaterales de Potencia. Las siguientes disposiciones aplicarán para el registro de una Transacción Bilateral de Potencia: a) La parte Emisora (vendedora) y Adquiriente (comprador) deberán realizar una Transacción Bilateral de Potencia que especifique el mismo programa de cantidades de Energía Instruida para los años y Zonas de Potencia especificados en su Contrato de Cobertura Eléctrica. No se requiere indicar información de precios como parte de la Transacción Bilateral de Potencia.		Adecuar la redacción del inciso a) ya que menciona cantidades de energía en las TBPot.

CAPÍTULO 8 Tecnología de Generación de Referencia

8.1 Identificación de la Tecnología de Generación de Referencia.

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pág. 74 Numeral 8.1.1	El CENACE deberá identificar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia a más tardar cuatro meses antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia. El CENACE deberá publicar en el SIM los costos, y las características técnicas utilizadas en la presente sección para cada Tecnología de Generación de Referencia.		Cambiar de cuatro a dos meses
Pág. 74 Numeral 8.1.1 y 8.1.3	8.1.1 El CENACE deberá identificar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia a más tardar cuatro meses antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia. El CENACE deberá publicar en el SIM los costos, y las características técnicas utilizadas en la presente sección para cada Tecnología de Generación de Referencia.		Verificar las fechas mencionadas en los numerales 8.1.1 y 8.1.3 ya que no son consistentes.

	<p>8.1.3 El CENACE deberá determinar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia cada tercer año, y deberá publicar las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas por lo menos seis meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia en donde se utilice esta información.</p>		
<p>Pág. 74 Numeral 8.1.3</p>	<p>El CENACE deberá determinar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia cada tercer año, y deberá publicar las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas por lo menos seis meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia en donde se utilice esta información.</p>		<p>Cambiar de seis a cuatro meses</p>
<p>Pág. 75 Numeral 8.1.3</p>	<p>8.1.3 El CENACE deberá determinar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia cada tercer año, y deberá publicar las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas por lo menos seis meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia en donde se utilice esta información.</p>		<p>Se deben actualizar todas fechas (días, meses, años) y los tiempos en este manual para cumplir con la operación del MBP en febrero de cada año.</p>
<p>Pág. 75 Numeral 8.1.4</p>	<p>8.1.4 Las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas están sujetas a la aprobación de la CRE.</p>		<p>Indicar cuanto tiempo tiene la CRE para aprobar las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas.</p>

<p>Pag.74 Numeral 8.2.2</p>	<p>El informe del CENACE especificará la Potencia de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia utilizando tres métricas independientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Capacidad Instalada Bruta (Capacidad Instalada antes de restar el uso interno de energía); b) Capacidad Instalada Neta (Capacidad Instalada después de restar el uso interno de energía); c) Potencia indicada en los mismos términos que la Potencia Entregada. 		<p>¿A qué se refieren? y como se utilizan en la gráfica.</p> <p>La Potencia de la Tecnología de Referencia será la Potencia Promedio Entregada de las Unidades que existen en la Zona de Potencia.</p> <p>En el caso de los Ciclos Combinados, las unidades se integran por el paquete de T.Gas y T.Vapor, si la T. Vapor se comparte, será por su parte proporcional. El valor promedio será ajustado al valor de capacidad comercial en forma individual o por múltiples unidades.</p> <p>Del inciso c) diferenciar que está Potencia Entregada es diferente a la Potencia Entregada del numeral 6.2 pag. 42.</p>
<p>Pag. 74 Numeral 8.2</p>	<p>8.2 Informe de la selección de Tecnologías de Generación de Referencia</p>		<p>A continuación, anexamos algunos cuestionamientos que actualmente no están respondidos en el Manual de Balance de Potencia relacionados con la Tecnología de Generación de Referencia.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Cuál es el criterio para determinar la magnitud de la Potencia de la TGR? 2. ¿Cómo se determina la ubicación de la TGR ya que es necesaria para determinar el precio del terreno, costos de interconexión a los ductos y al SE, costos legales, costos fijos y tasas de impuestos? 3. ¿Para que la TGR se interconecte al SEN se requiere alguna infraestructura previa? 4. ¿Con base a que se calcula la vida útil económica de la TGR?, ya que es diferente a la vida útil determinada por el proveedor. 5. ¿Qué tasa de referencia de endeudamiento se utilizará para calcular la tasa de

			<p>descuento necesario en los precios nivelados?</p> <p>6. ¿La tasa de descuento se realiza a través de alguna calificadora o se consulta a algún banco?</p> <p>7. Si el proyecto está en UDIS no sería necesario presentar la inflación histórica y futura.</p> <p>8. ¿El valor de venta al final de la vida económica de la TGR se debe realizar con base al valor del mercado o lo realizará una calificadora o se realizará mediante el valor contable de la maquinaria o proyecto?</p> <p>9. ¿Cómo se calcula el costo de inversión nivelado real para la TGR?</p> <p>10. ¿Se utilizará el régimen térmico de las centrales publicadas en PIIRCE?</p> <p>11. ¿Cuál es la fórmula o parámetros a considerar para calcular los costos variables de combustible?</p> <p>12. ¿Qué incluyen los costos fijos de transporte de combustible?</p> <p>13. ¿Cómo se determinan los índices de combustible, los ajustes a las bases y los costos variables de transporte de combustible y la fórmula basada en los índices que serán utilizados por el CENACE para el cálculo de los costos variables de combustible?</p>
<p>Pag. 73 Numeral 8.2.3 inciso a)</p>	<p>a) El CENACE calculará la Potencia Entregada como la Capacidad Instalada neta multiplicada por (100% menos la tasa de salida forzada (TSF)), donde TSF es la salida forzada estimada para la Tecnología de Generación de Referencia.</p>		<p>Del inciso a) diferenciar que está Potencia Entregada es diferente a la Potencia Entregada del numeral 6.2 pag. 42.</p>

<p>Pág. 76 Numeral 8.2.3 inciso b)</p>	<p>(b) 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 valores(es) de la TSF utilizada.</p>		<p>Especificar quien publica las TSF, para que el CENACE realice el cálculo de la Potencia Entregada.</p>
<p>Pág. 76 Numeral 8.2.4</p>	<p>8.2.4 El informe del CENACE deberá contener los costos asociados a la Tecnología de Generación de Referencia en MXN\$ y USD\$, considerando lo siguiente: (a) Los costos en MXN\$ y los costos denominados en USD\$ asociados con la Tecnología de Generación de Referencia deberán referenciarse al tipo de cambio Peso/Dólar Americano que publique el Banco de México 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe.</p>		<p>¿Es correcto que el CENACE realice los cálculos relacionado a los costos fijos y variables, así como los del proyecto asociados con la Tecnología de Generación de referencia o lo debe realizar el Generador respectivo y que lo revise el CENACE?</p>
<p>Pág. 75 Numeral 8.2.4 inciso c)</p>	<p>8.2.4 El informe del CENACE deberá contener los costos asociados a la Tecnología de Generación de Referencia en MXN\$ y USD\$, considerando lo siguiente: (a) Los costos en MXN\$ y los costos denominados en USD\$ asociados con la Tecnología de Generación de Referencia deberán referenciarse al tipo de cambio Peso/Dólar Americano que publique el Banco de México 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe. (b) Los costos asociados deberán ser aplicables a la Tecnología de Generación de Referencia 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe. (c) Los costos se indican de conformidad con los incisos (a) y (b) como insumo para determinar la forma en que los costos</p>		<p>Al revisar el mecanismo de cálculo que utiliza el PJM para el cálculo de la curva de demanda, se observa lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- El PJM utiliza la T. Gas como referencia (Para México se propone igual una T. Gas a ciclo abierto) 2.- El precio máximo para el PJM es 1.5 Veces el CONE y para México es 2 Veces la TGR 3.- Para el PJM el precio del CONE se obtiene por un proceso de optimización en subastas, en México el precio de la TGR se obtiene por cálculo. 4.- Actualmente el PJM establece como precio mínimo de la Potencia 0.2 Veces el CONE y para México se tiene un precio mínimo de 0 para la Potencia. <p>Así mismo se somete a la consideración de ustedes, el analizar los pros y contras de incorporar en el Manual de BP un límite de</p>

	<p>serán escalados conforme al numeral 8.3.3, para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia.</p>		<p>compra de potencia para aquellas Centrales que debido desastre en sus plantas (fallas por tiempos muy prolongados), tienen que comprar potencia a tal punto que para algunos años los egresos por compras de potencia superan a los ingresos de la planta, ya que esto pudiera ocasionar que la planta se manifestara en quiebra.</p> <p>Las fórmulas como las establece PJM parecen más sencillas que como están planteadas en el MBP.</p>
<p>Pag. 76 Numeral 8.2.6</p>	<p>Por cada Zona de Potencia, el informe deberá identificar los índices de combustible, los ajustes a las bases, 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 Referencia (IMTR) de conformidad con la sección 9.12. Considerando que:</p>		<p>A que se refiere a “los ajustes a las bases”</p>
<p>Pag. 76 Numeral 8.2.6 inciso a) i) y ii)</p>	<p>La información publicada del costo del combustible del inciso (b) del numeral 8.2.5 , 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: El costo variable del combustible es un <i>promedio</i> dado que es posible que el CENACE determine el costo considerando distintas ubicaciones en la Zona de Potencia donde el CENACE considere que la</p>		<p>Ver el cambio a esta redacción.</p>

	<p>Tecnología de Generación pueda ser instalada, donde cada ubicación podrá tener distinto costo variable de combustible incluyendo distintos costos variables de transportación.</p> <p>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.</p>		
<p>Pag. 77 Numeral 8.2.6 inciso e)</p>	<p>e) Los índices de combustible y cualquier ajuste a las bases, 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.</p>		<p>Ver el cambio a esta redacción.</p>
<p>Pág. 78 Numeral 8.3.1</p>	<p>8.3 Costo de Inversión Nivelada Real. 8.3.1 El CENACE determinará el costo de inversión nivelado real para la Tecnología de Generación de Referencia, con base en los siguientes costos:</p>		<p>Demostrar (mediante un ejemplo y fórmulas) como el CENACE calculará el Costo de Inversión Nivelada Real.</p>

<p>Pág. 78 Numeral 8.3.3</p>	<p>El siguiente factor de escalamiento y las fórmulas de apoyo serán utilizados para escalar el total de los costos fijos nivelados denominados en MXN\$ 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, de conformidad con el numeral 9.6, y el informe del CENACE deberá indicar esta fórmula junto con los valores iniciales de TCO, USPP0, e INPP0:</p> $F_a = ((FTC_a * 0.70) + (FTC_a * FIUS_a * 0.20) + (FIMX_a * 0.10))$ $FTCa = TC_a / TC_0$ $FIUS_a = USPP_a / USPP_0$ $FIMX_a = INPP_a / INPP_0$ <p>Donde: Fa: Factor de escalamiento aplicable para el año (a). FTCa: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para el movimiento de la tasa de cambio. FIUSY: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para la inflación en los Estados Unidos. FIMXa: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para la inflación en México. TC0: Tipo de cambio FIX Peso/Dólar publicado por el Banco de México 30 días previos a la fecha en que se publique el informe del CENACE. TCa: Tipo de cambio FIX Peso/Dólar publicado por el Banco de México 15 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la</p>		<p>Definir correctamente las variables que componen la fórmula.</p> $F_a = ((FTC_a * 0.70) + (FTC_a * FIUS_a * 0.20) + (FIMX_a * 0.10))$ $FTCa = TC_a / TC_0$ $FIUS_a = USPP_a / USPP_0$ $FIMX_a = INPP_a / INPP_0$ <p>Donde: Fa ≠ Fa Factor de escalamiento aplicable para el año (a). FTCa ≠ FTCa Factor de ajuste aplicable para el año (a) para el movimiento de la tasa de cambio. FIUSY ≠ FIUSa: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para la inflación en los Estados Unidos. FIMXa ≠ FIMXa :Factor de ajuste aplicable para el año (a) para la inflación en México. TC0 ≠ TC0: Tipo de cambio FIX Peso/Dólar publicado por el Banco de México 30 días previos a la fecha en que se publique el informe del CENACE. TCa ≠ TCa: Tipo de cambio FIX Peso/Dólar publicado por el Banco de México 15 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) de conformidad con la sección 0 USPP0 ≠ USPP0 : 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) 30 días previos a la fecha de publicación del informe del CENACE. USPPa ≠ USPPa : Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de</p>
--------------------------------------	--	--	--

	<p>ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año (a) de conformidad con la sección 0</p> <p>USPPO: 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) 30 días previos a la fecha de publicación del informe del CENACE.</p> <p>USPPa: 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) 15 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).</p> <p>INPPO: Índice Nacional de Precios Productor (INPP) sin petróleo y con servicios, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 30 días previos a la fecha que se publique el informe del CENACE.</p> <p>INPPa: Índice Nacional de Precios Productor (INPP) sin petróleo y con servicios, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 15 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</p>		<p>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) 15 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).</p> <p>INPPO ≠ INPP₀ :Índice Nacional de Precios Productor (INPP) sin petróleo y con servicios, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 30 días previos a la fecha que se publique el informe del CENACE.</p> <p>INPPa ≠ INPP_a:Índice Nacional de Precios Productor (INPP) sin petróleo y con servicios, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 15 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).</p>
--	---	--	--

	el año (a).		
--	-------------	--	--

CAPÍTULO 9 Operación del Mercado para el Balance de Potencia

9.1 Preparación del Mercado para el Balance de Potencia

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pag. 81 Numeral 9.1.1	Como paso inicial en la preparación para la Operación del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE calculará lo siguiente para cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia: a)La Potencia Entregada; b)La Obligación Mínima de Potencia; c)La Obligación Neta de Potencia. La	Como paso inicial en la preparación para la Operación del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE calculará lo siguiente según corresponda para cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia: a)La Potencia Entregada; b)La Obligación Mínima de Potencia; c)La Obligación Neta de Potencia. La Potencia	Agregar "Según corresponda"

	<p>Potencia Entregada contratada entre los Participantes del Mercado en Contratos de Cobertura Eléctrica será reconocida por el CENACE únicamente si se registró a través de Transacciones Bilaterales de Potencia.</p>	<p>Entregada contratada entre los Participantes del Mercado en Contratos de Cobertura Eléctrica será reconocida por el CENACE únicamente si se registró a través de Transacciones Bilaterales de Potencia.</p>	
<p>Pag. 83 Numeral 9.3.3</p>	<p>f) El Generador de Intermediación también está obligado a mantener un Monto Garantizado de Pago por las ofertas de compra que realice el CENACE en el Mercado para el Balance de Potencia.</p>		<p>El CENACE no realiza ofertas de compra</p>
<p>Pág. 87 Numeral 9.3.3 inciso f)</p>	<p>(d) El CENACE calculará el Precio Neto de Potencia para Liquidación en cada Zona de Potencia usando la siguiente metodología: (i) El CENACE establecerá una curva de demanda preliminar siguiendo la metodología de la sección 9.2, asumiendo que no se necesitan reducciones en las ofertas de compra. (ii) El CENACE establecerá una curva de oferta preliminar siguiendo la metodología de la sección 9.2. (f) El Generador de Intermediación también está obligado a mantener un Monto Garantizado de Pago por las ofertas de compra que realice el CENACE en el Mercado para el Balance de Potencia.</p>		<p>En el numeral 9.2 pág.- 81 a la 83 trata de las Ofertas de Compra y Venta en el Mercado para el Balance de Potencia, mas no de la metodología mencionadas en numeral 9.3.3 inciso d) i) y ii) curva de demanda preliminar y curva de oferta preliminar respectivamente.</p> <p>Precisar donde se establece el monto garantizado de pago.</p>
<p>Pág. 88 Numeral 9.4.1</p>	<p>9.4.1 Por lo menos 30 días antes del 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 tasa de</p>		<p>Verificar los tiempos.</p>

	<p>calor) de las Tecnologías de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia aplicables al año respectivo. Esta determinación actualizará únicamente los siguientes factores:</p>		
<p>Pag. 88 Numeral 9.6.2</p>	<p>La curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia está compuesta de dos partes, la curva de demanda obligatoria y la curva de demanda eficiente. Juntas, dichas partes conforman una curva de demanda continua. La curva de demanda obligatoria representa las ofertas de compra de los Participantes del Mercado. La curva de demanda eficiente representa las ofertas de compra del CENACE.</p>		<p>El CENACE no realiza ofertas de compra</p>
<p>Pag. 89 Numerales 9.5.1 y 9.5.2</p>	<p>9.5.1 La demanda de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia, además de tomar en consideración la Obligación Mínima de Potencia, también tomará en consideración la cantidad eficiente de Potencia Entregada en el SEN. La presente sección establece los procedimientos que respaldan qué cantidad de Potencia se considera eficiente, así como el cálculo específico que realizará el CENACE del Nivel de Potencia Eficiente.</p> <p>9.5.2 El CENACE calculará la Obligación de Potencia Eficiente de cada ERC en cada Zona de Potencia cuando opere el Mercado para el Balance de Potencia e inmediatamente después de haber calculado la Carga de Horas Críticas de cada ERC.</p>		<p>No dice como se calcularán</p>

<p>Pág. 89 Numeral 9.5.2</p>	<p>9.5.2 El CENACE calculará la Obligación de Potencia Eficiente de cada ERC en cada Zona de Potencia cuando opere el Mercado para el Balance de Potencia e inmediatamente después de haber calculado la Carga de Horas Críticas de cada ERC.</p>		<p>Definir que es la Obligación de Potencia Eficiente y como se calcula, dado que en la pág.35 numeral 5.2 Requisito de Potencia Eficiente y Obligación de Potencia Eficiente, sin embargo no existe el termino ni la fórmula para calcular la Obligación de Potencia Eficiente.</p>
<p>Pag. 90 Numeral 9.6.5</p>	<p>El Precio en el Punto A en es igual a: (a) Los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia, en MXN\$/MW-año, usando el valor publicado antes del Mercado para el Balance de Potencia, multiplicado por (b) Dos (2).</p>	<p>El Precio en el Punto A en es igual a: Los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia, en MXN\$/MW-año, usando el valor publicado antes del Mercado para el Balance de Potencia, multiplicado por Dos (2).</p>	<p>Aclarar el por qué hay dos incisos si el Precio en el Punto A es una igualdad.</p>
<p>Pag. 90 Numeral 9.6.6</p>	<p>La cantidad en el Punto B en la es el total de todas las ofertas de compra de los Participantes del Mercado en la Zona de Potencia, determinado de conformidad con la sección ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..</p>	<p>La cantidad en el Punto B es el total de la Potencia de toda la ofertas de compra de los Participantes del Mercado en la Zona de Potencia, determinado de conformidad con la sección ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..</p>	<p>Adecuar la redacción. No existe la sección 0.</p>
<p>Pag. 91 Numeral 9.7.3</p>	<p>9.7.3 La curva de oferta será una línea vertical con una cantidad igual al total de ofertas de venta determinado. No habrá condiciones de precios asociadas con la curva de oferta.</p>	<p>9.7.3 La curva de oferta será una línea vertical con una cantidad de potencia igual al total de todas las ofertas de venta determinadas. No habrá condiciones de precios asociadas con la curva de oferta.</p>	<p>Es importante diferenciar entre el total de ofertas de venta y el total de la potencia de las ofertas de venta.</p>
<p>Pag. 91 Numeral 9.9.3 Inciso a)</p>	<p>(a) Caso Uno, la cantidad adquirida del mercado es menor a la cantidad en el Punto B (es decir, menor a las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado). En este caso, cada oferta de compra para cada Participante del Mercado es aceptada, pero la cantidad se reducirá</p>		<p>Aclarar este punto, y ejemplificarlo</p>

	<p>en un porcentaje que se aplicará a cada Participante del Mercado. El porcentaje corresponde al monto total por el cual las ofertas de venta fueron menores al monto total de las ofertas de compra.</p>		
<p>Pág.92 Numeral 9.9.5 inciso b) iv)</p>	<p>(b) La diferencia entre la cantidad adquirida del mercado y las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado, si es mayor a cero, será adquirida por el CENACE. El CENACE recuperará el costo de adquirir dicha Potencia Entregada mediante un Cargo de Aseguramiento de Potencia, a la cual le aplicarán las siguientes disposiciones:</p> <p>(iv) El Cargo de Aseguramiento de Potencia deberá ser calculado por el CENACE, en MXN\$/MW-año, siendo igual a:</p> <p>(A) El Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia será expresado en MXN\$/MW-año, multiplicado por</p> <p>(B) La cantidad adquirida del mercado menos las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado, en la Zona de Potencia en MW; dividido entre</p> <p>(C) La Obligación Mínima de Potencia de las ERC en la Zona de Potencia.</p>		<p>Indicar que termino será dividido, el B) o ambos</p> $(A) * [(B) / (C)]$ $[(A)*(B)] / (C)$
<p>Pág. 97 Numeral 9.11.1</p>	<p>9.11.1 La Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia para cada Participante del Mercado se calcula conforme a lo siguiente:</p> $CLOP_{pm,zp,a} = ONP_{pm,zp,a} - CMBP_{pm,zp,a}$ <p>Dónde:</p>		<p>No está definida la variable:</p> <p>$CLOP_{pm,zp,a}$</p> <p>Al declarar las variables $ONP_{pm,zp,a}$ y $ONP_{pm,zp,a}$ se menciona la palabra "mas" misma que no aparece en la formula, aclarar dicha palabra y especificar las unidades de la</p>

	<p>ONP_{pm,zp,a} Obligación Neta de Potencia para el Participante del Mercado (<i>pm</i>) en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia (<i>zp</i>) y el año (<i>a</i>) más, en casos donde existan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, la Obligación Neta de Potencia del Participante del Mercado en el año (<i>a</i>) considerado en los Mercados para el Balance de Potencia para todas las Zonas de Potencia que estén ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.</p> <p>CMBP_{pm,zp,a} Potencia comprada por el Participante del Mercado (<i>pm</i>) en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia (<i>zp</i>) y el año (<i>a</i>) más, en casos donde existan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, la cantidad total de MW de Potencia Entregada comprada por el Participante del Mercado en el año (<i>a</i>) considerado en los Mercados para el Balance de Potencia para todas las Zonas de Potencia que estén ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.</p>		<p>las variables que conforman la fórmula.</p> <p>ONP_{pm,zp,a} Obligación Neta de Potencia para el Participante del Mercado (<i>pm</i>) en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia (<i>zp</i>) y el año (<i>a</i>) más, en casos donde existan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, la Obligación Neta de Potencia del Participante del Mercado en el año (<i>a</i>) considerado en los Mercados para el Balance de Potencia para todas las Zonas de Potencia que estén ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.</p> <p>CMBP_{pm,zp,a} Potencia comprada por el Participante del Mercado (<i>pm</i>) en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia (<i>zp</i>) y el año (<i>a</i>) más, en casos donde existan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, la cantidad total de MW de Potencia Entregada comprada por el Participante del Mercado en el año (<i>a</i>) considerado en los Mercados para el Balance de Potencia para todas las Zonas de Potencia que estén ubicadas dentro</p>
<p>Págs. 98 y 99 Numeral 9.12.3 Inciso a) iii) y inciso b) iv)</p>	<p>9.12.3 El CENACE calculará el IMTR_{zp} según lo siguiente:</p> <p>(a) Con base en los precios históricos en el Mercado del Día en Adelanto para el año respectivo, el CENACE determinará un solo precio de mercado promedio ponderado para cada hora del año en cada Zona, de conformidad con lo siguiente:</p> <p>(ii) El factor de ponderación para los PMLs será la energía neta agregada producida por los Generadores y entregada en la Red Nacional de Transmisión, medida en MWh, en cada uno de los NodosP.</p>		<p>La palabra “energía neta agregada” no se encuentra definida en el manual.</p> <p>En el inciso b) subinciso iv) de este numeral se indica que 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..... pero en el inciso b) al que se hace mención, no se indica cómo realizar dicho cálculo. Se solicita aclarar información de este numeral.</p>

	<p>(b) Para cada hora y Zona de Potencia, el CENACE calculará el costo variable promedio de la Tecnología de Generación de Referencia expresado en MXN\$/MWh, excluyendo los costos de arranque y los costos de operación en vacío. El costo variable será igual al costo variable de operación y mantenimiento (sin incluirlos costos de combustible) más los costos de combustible. Los costos variables de operación y mantenimiento tendrán un valor único en MXN\$/MWh constante para todo el año, y será desarrollado de conformidad con la sección 9.4. Los costos de combustible, también serán expresados en MXN\$/MWh y se determinarán según lo siguiente:</p> <p>(iv) 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 MXN\$/MWh, asegurándose de ser consistentes con los altos valores caloríficos y/o los bajos valores caloríficos del combustible según corresponda.</p>		
<p>Pág. 100 Numeral 9.13.1 inciso d)</p>	<p>(d) Por ejemplo, en la figura 2, los Precios de Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia (PNPLs) para las Zonas de Potencia A, B, C, y D se calculan según lo siguiente, dados los Precios Netos de Potencia (PNPs) para esas Zonas de Potencia:</p>		<p>No se encuentran definidas las unidades de las siguientes variables.</p> <p>(i) $PNPLA = PNPA$</p> <p>(ii) $PNPLB = \text{Max}[PNPB, PNPA]$</p> <p>(iii) $PNPLC = \text{Max}[PNPC, PNPB, PNPA]$</p>

	<p>(i) PNPLA = PNPA</p> <p>(ii) PNPLB = Max[PNPB, PNPA]</p> <p>(iii) PNPLC = Max[PNPC, PNPB, PNPA]</p> <p>(iv) PNPLD = Max[PNPD, PNPA]</p>		<p>(iv) PNPLD = Max[PNPD, PNPA]</p>
<p>Pág. 100 Numeral 9.14.1</p>	<p>9.14.1 El CENACE publicará los resultados del Mercado para el Balance de Potencia en el Sistema de Información del Mercado a más tardar al día hábil siguiente a los cinco días siguientes de que el Mercado para el Balance de Potencia haya sido compensado de conformidad con las secciones 9.8 a la 9.13. El CENACE deberá al menos publicar la siguiente información:</p>	<p>9.14.1 El CENACE publicará los resultados del Mercado para el Balance de Potencia en el Sistema de Información del Mercado a más tardar a los cinco días hábiles siguientes de que el Mercado para el Balance de Potencia haya sido compensado de conformidad con las secciones 9.8 a la 9.13. El CENACE deberá al menos publicar la siguiente información:</p>	<p>Se elimina al día hábil siguiente y se anexa a los cinco días hábiles siguientes.</p>

CAPÍTULO 10 Liquidaciones

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
-----------	------	------------	-------------

<p>Pág. 104 Numeral 10.4</p>		<p>Crear el Numeral 10.4 Generador de Intermediación</p>	<p>Verificar si aplican las mismas fórmulas que En el punto 10.2 Liquidación con los Generadores</p>
<p>Pag. 105 Numeral 10.5.1</p>	<p>Los Suministradores de Servicios Básicos están obligados a pagar la energía a los Generadores Exentos que representan, de conformidad con las consideraciones definidas por la CRE, mientras que los Suministradores de Servicios Calificados pueden acordar libremente el precio que pagarán por la energía de los Generadores Exentos que representan. 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.</p>		<p>Aclara si el término manejado en el párrafo es "energía" o "potencia".</p>

CAPÍTULO 13 Disposiciones Transitorias

13.1 Disposiciones transitorias

Ubicación	Dice	Debe decir	Comentarios
Pág. 110 Numeral 13.1.3	El presente Manual deberá observar las siguientes disposiciones transitorias: a) Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no participarán en el primer/segundo Mercado para el Balance de Potencia. A partir del segundo/tercer 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.	Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no participarán en el primer y segundo Mercado para el Balance de Potencia. A partir del tercer 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.	Existe una indefinición o falta de definición al utilizar no participarán en el primer/segundo Mercado para el Balance de Potencia. A partir del segundo/tercer Mercado para el Balance de Potencia
Pag. 110 Numeral 13.1.3	El presente Manual deberá observar las siguientes disposiciones transitorias: Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no participarán en el primer/segundo Mercado para el Balance de Potencia. A partir del segundo/tercer 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.		Se propone cambiar la redacción de la siguiente forma: Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada participaran en el Mercado de Balance de Potencia, a partir del mercado de segunda etapa.
Pág. 110 Numeral 13.1.4	13.1.4 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.	13.1.4 Los plazos de las disposiciones transitorias podrán aumentarse en caso de que el CENACE no cuente con la normatividad, desarrollos tecnológicos, procesos operativos y todo el soporte que le permita cumplir anticipadamente con todas las disposiciones del presente Manual.	Se elimina podrá reducirse y se añade podrá aumentarse. Se añade la palabra "no"

Así mismo y como comentario General solicitamos que se incorpore al Manual de Balance de Potencia que los recursos que entren a través de Nuevos Proyectos de Generación Tengan flexibilidad.