

TÉRMINOS para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos.

PEDRO FRANCISCO GUERRA MORALES, Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, con fundamento en los artículos 33, fracciones XXVI y XXVIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 6, fracción I, 11, fracciones XXXVIII y XLIII, Transitorio Tercero, párrafo cuarto de la Ley de la Industria Eléctrica y artículos 8, fracción XII y 10 fracciones XVII y XXXVIII; Bases 18.1.1, 18.1.2, 18.2.1 (a) (iii) y (V) de las Bases del Mercado Eléctrico, y

Considerando

PRIMERO. Que el artículo 95, primer párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante, Ley), publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF), establece que el Mercado Eléctrico Mayorista promoverá el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad en los términos definidos en la propia Ley;

SEGUNDO. Que el artículo 94 de la Ley dispone que el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante, CENACE) operará el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a dicha Ley y de conformidad con las Reglas del Mercado;

TERCERO. Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley establece que las Reglas del Mercado se conforman, conjuntamente, por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista;

CUARTO. Que el artículo 108, fracción XII, de la Ley, determina que el CENACE está facultado para llevar el registro de costos y capacidades de las Centrales Eléctricas y de las capacidades de la Demanda Controlable Garantizada e informar a la CRE respecto de consistencias entre las ofertas al Mercado Eléctrico Mayorista y los datos registrados;

QUINTO. Que el artículo 4, fracción VI, de la Ley dispone que es una de las obligaciones de servicio público y universal a las que deben sujetarse las actividades de utilidad pública de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional el ofrecer energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos al Mercado Eléctrico Mayorista basados en los costos de producción conforme a las Reglas del Mercado, así como el entregar dichos productos al Sistema Eléctrico Nacional cuando sea técnicamente factible, sujeto a las instrucciones del CENACE;

SEXTO. Que el artículo 104, párrafo primero, de la Ley, establece que tanto los representantes de las Centrales Eléctricas como de la Demanda Controlable Garantizada ofrecerán al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos en dichas Centrales Eléctricas, así como la totalidad de las capacidades disponibles para reducir su consumo de energía eléctrica y producir Servicios Conexos en dicha Demanda Controlable, respectivamente;

SÉPTIMO. Que el artículo 104, párrafo segundo, de la Ley establece que las ofertas que los representantes de Centrales Eléctricas realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista se basarán en los costos de dichas Centrales Eléctricas y Demanda Controlable, pudiendo ser menores a dichos costos, en los términos que definan las Reglas del Mercado, además, que las ofertas de la Demanda Controlable Garantizada se sujetarán a las ofertas tope que establezcan las Reglas del Mercado;

OCTAVO. Que el artículo 104, párrafo tercero, de la Ley determina que cuando se incluyan en el programa referido en el párrafo anterior, los representantes deberán basar sus ofertas en los costos de oportunidad que resulten de dicho programa, con sujeción a las Reglas del Mercado;

NOVENO. Que el artículo 104, párrafo quinto, de la Ley, establece que la CRE vigilará que las ofertas de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable Garantizada al Mercado Eléctrico Mayorista sean consistentes con sus costos y capacidades registrados por sus representantes ante el CENACE, para lo cual éste proporcionará a la CRE la información y análisis que éste requiera;

DÉCIMO. Que el artículo 104, párrafo noveno, de la Ley dispone que es facultad indelegable de la CRE definir los términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos y ordenar las correcciones, rectificaciones y aplicación de sanciones relacionadas con dicho artículo, sin perjuicio de que la CRE contrate a expertos independientes o constituya un comité colegiado u otro ente para realizar las demás funciones de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista;

DÉCIMO PRIMERO. Que el artículo 12, fracción X, de la Ley establece que es facultad de la CRE definir los términos para las ofertas basadas en costos y vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 104 de la Ley y en las Reglas del Mercado;

DÉCIMO SEGUNDO. Que de acuerdo a lo previsto en el Transitorio Tercero, párrafo cuarto, del decreto por el que se expide la Ley corresponde a la Secretaría de Energía ejercer la vigilancia del Mercado Eléctrico

Mayorista en los términos del artículo 104 de la Ley, con el apoyo técnico de la CRE, hasta que concluya el primer año de operaciones de dicho mercado.

DÉCIMO TERCERO. Que según lo previsto en el Transitorio Tercero de la Ley, párrafo quinto, corresponde además a la Secretaría de Energía interpretar la Ley para efectos administrativos durante el periodo de reestructura de la industria eléctrica para asegurar su implementación eficiente y racional;

DÉCIMO CUARTO. Que el artículo 10, fracciones III, IV, XVII y XXXVII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía determina que corresponde a la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear el ejercicio de las facultades siguientes:

- I. Llevar a cabo los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;
- II. Realizar los actos necesarios para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;
- III. Dirigir la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica en el ámbito de competencia de la Secretaría de Energía, y
- IV. Vigilar el cumplimiento de la Ley, su Reglamento y demás disposiciones jurídicas aplicables a la Subsecretaría de Electricidad;

DÉCIMO QUINTO. Que la Base 9.5.1 de las Bases del Mercado Eléctrico establece que todos los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, excepto aquéllas incluidas en Contratos de Interconexión Legados, deberán presentar ofertas basadas en costos, incluyendo costos de arranque, costo de operación en vacío y costo de energía incremental para el Mercado de Energía de Corto Plazo;

DÉCIMO SEXTO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (d) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica deben respetar la oferta piso y oferta tope que, en su caso, establezca la Unidad de Vigilancia del Mercado para su aplicación general;

DÉCIMO SÉPTIMO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (e) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que seguirán aplicándose la oferta tope y la oferta piso, aun cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado determine que ciertas Unidades de Central Eléctrica están exentas del requisito de ofertas consistentes con los precios de referencia;

DÉCIMO OCTAVO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (f) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que las ofertas por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la oferta piso;

DÉCIMO NOVENO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (k) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que el CENACE rechazará las ofertas que excedan los precios de referencia u oferta tope, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado, o que se encuentren por debajo de la oferta piso y aplicará los precios de referencia hasta que se reciban ofertas válidas;

VIGÉSIMO. Que la Base 18.5.6 de las Bases del Mercado Eléctrico dispone que los representantes de Unidades de Central Eléctrica ofrecerán la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos en dichas unidades, a menos que no se encuentren disponibles total o parcialmente debido a una salida programada por mantenimiento, salida forzosa, reducción de potencia y otro motivo aprobado por el CENACE;

VIGÉSIMO PRIMERO. Que la Base 18.5.7, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que los representantes de Unidades de Central Eléctrica deberán presentar ofertas basadas en costos en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real, las cuales deben ser consistentes con los parámetros registrados en el CENACE y con los índices de precios de combustibles determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, que deberán reflejar los costos de transporte y las condiciones de disponibilidad de combustible donde se ubiquen las centrales;

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que la Base 18.2.1, inciso (a), subinciso (iii) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que corresponde a la Autoridad de Vigilancia del Mercado desempeñar la función de vigilancia correspondiente a definir los términos para las ofertas basadas en costos, así como de las capacidades disponibles, y ordenar las correcciones, rectificaciones y aplicación de sanciones relacionadas con el artículo 104 de la Ley, para lo cual podrá establecer los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real;

VIGÉSIMO TERCERO. Que la Base 18.5.10, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que la Autoridad de Vigilancia del Mercado establecerá los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales serán públicos;

VIGÉSIMO CUARTO. Que la misma Base 18.5.10, inciso (b) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que la Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá establecer una fórmula para el cálculo de pisos y topes de las ofertas de compra y venta específicos para cada unidad, la cual, en caso de utilizarse, será pública;

VIGÉSIMO QUINTO. Que la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado se encuentra facultada para ejercer las atribuciones que se le otorgan a la Secretaría de Energía relacionadas con la vigilancia del mercado eléctrico, así como emitir, en su caso, los correspondientes criterios de aplicación, en atención a lo dispuesto por la fracción I del artículo 15 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía;

VIGÉSIMO SEXTO. Que, asimismo, corresponde a la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista a fin de asegurar su funcionamiento eficiente y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, en términos del artículo 104 de la Ley, de conformidad con lo dispuesto por la fracción XIV del artículo 15 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, así como por la base 18.3.1, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico, y

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que la base 18.3.1, inciso (c), determina que corresponde a la Unidad de Vigilancia del Mercado generar propuestas y brindar apoyo a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para que ésta desempeñe las funciones a que se refiere el inciso (a) de la Base 18.2.1;

En razón de lo anterior, he tenido a bien emitir los siguientes:

TÉRMINOS PARA LAS OFERTAS DE CAPACIDADES DISPONIBLES BASADAS EN COSTOS

PRIMERO. El propósito de los presentes Términos para las Ofertas Basadas en Costos (en adelante, Términos) es establecer los términos a que hace referencia el artículo 12, fracción X, de la Ley, en las Reglas del Mercado y demás ordenamientos aplicables respecto de la presentación de las ofertas basadas en costos, incluyendo costos de oportunidad, así como clarificar los elementos que los Participantes del Mercado deberán tomar en cuenta para la formación de las ofertas basadas en costos a las que hacen referencia la Ley y las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas el 8 de septiembre de 2015 en el DOF. Asimismo, se incluyen la oferta piso y tope que deberán ser consideradas por los Participantes del Mercado al presentar sus ofertas de venta.

1. DISPOSICIONES GENERALES

- 1.1** Para efectos de los presentes Términos se utilizarán las definiciones del artículo 3 de la Ley, del artículo 2 de su Reglamento y de las Reglas del Mercado.
- 1.2** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a una sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada a la sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente de estos Términos.
- 1.3** Las Ofertas que los representantes de Unidades de Central Eléctrica y de Recursos de Demanda Controlable realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista se basarán en los costos de producción de dichas centrales y recursos.
- 1.4** Las Ofertas correspondientes a Unidades de Central Eléctrica que presenten limitaciones sobre la energía total que pueden generar en un periodo o a Recursos de Demanda Controlable que presenten limitaciones en su uso se basarán en los costos de oportunidad de dichas centrales y recursos, sujetos a las Reglas del Mercado.
- 1.5** Los costos de producción establecidos en el artículo 4, fracción VI, de la Ley se refieren a los costos variables siguientes:
 - a.** Costos variables que dependen directamente de la generación de energía eléctrica de las Unidades de Central Eléctrica, es decir, al aumentar en una unidad el nivel de generación de energía eléctrica, se aumenta el costo de producción.
 - b.** Costos variables correspondientes a los arranques o a la operación en vacío de las Unidades de Central Eléctrica. Éstos se originan como resultado de una instrucción de despacho del CENACE.
- 1.6** Los costos de los insumos utilizados en la generación de energía eléctrica, arranques, operación en vacío y Servicios Conexos deberán reflejar precios de referencia en Mercados Competitivos o, cuando no existan Mercados Competitivos, dichos costos deberán ser producto de Procesos Competitivos de Adquisición.
- 1.7** El costo del combustible podrá incluir el costo variable de transporte del mismo y deberá ser consistente con los índices de precios de combustibles determinados por las Autoridades de Vigilancia.
- 1.8** Los costos utilizados para la presentación de Ofertas deberán estar debidamente justificados y documentados, de conformidad con las Reglas del Mercado, ya que dicha documentación podrá ser solicitada por las Entidades de Vigilancia para ejercer sus facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista. El Anexo A de los presentes Términos presenta una lista de ejemplos de costos variables correspondientes a los combustibles, a los arranques, a la operación en vacío o a la generación de energía eléctrica que podrán ser utilizados para la presentación de Ofertas.

1.9 Los costos fijos y todos aquellos costos que no dependan directamente de la generación de energía eléctrica o de instrucciones de despacho del CENACE deberán ser excluidos del cálculo de los costos de producción. El Anexo B de los presentes Términos presenta una lista no exhaustiva de ejemplos de costos fijos o de costos que no dependen directamente de la generación de energía eléctrica o de instrucciones de despacho del CENACE.

2. OFERTAS EN EL MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

2.1 De conformidad con el artículo 104, párrafo segundo, de la Ley, los Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica o de Recursos de Demanda Controlable realizarán las ofertas correspondientes basadas en los costos de dichas unidades o recursos.

2.2 Las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica o de Recursos de Demanda Controlable deberán ser consistentes con los Precios de Referencia de dichas unidades o recursos, salvo las Unidades de Central Eléctrica que se encuentren exentas de este requisito por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

2.3 El Anexo A de los presentes Términos presenta una lista no exhaustiva de ejemplos de costos que podrán ser utilizados en la presentación de Ofertas.

2.4 Los parámetros de la Oferta de Venta de las Unidades de Central Eléctrica referentes a la oferta económica descrita en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo se considerarán basados en costos conforme a lo siguiente:

a. Oferta de arranque

i. Los costos asociados a la oferta de arranque deberán reflejar los costos incurridos en el periodo comprendido entre la recepción de la instrucción de arranque del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza al Sistema Eléctrico Nacional.

ii. En caso de que las Unidades de Central Eléctrica tengan diferentes tipos de arranque de acuerdo al tiempo umbral de paro, es decir, el número de horas que la Unidad de Central Eléctrica debe estar fuera de línea para que el siguiente arranque se considere arranque frío, tibio o caliente, los costos asociados a la oferta de cada tipo de arranque deberán reflejar los tiempos umbrales de paro.

iii. Los costos asociados a la oferta de arranque deberán calcularse conforme a la siguiente ecuación:

$$Carr_{tipo} = (Qcomb_{tipo} \cdot CVcomb_{arr}) + CVom_{tipo} \quad (1)$$

Donde:

$Carr_{tipo}$: costo variable de arranque expresado en \$

$Qcomb_{tipo}$: consumo de combustible por tipo de arranque expresado en MMBtu

$CVcomb_{arr}$: costo variable del combustible utilizado en el arranque, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

$CVom_{tipo}$: costos variables de operación y mantenimiento por tipo de arranque, expresados en \$

b. Oferta de operación en vacío

i. Los costos asociados a la oferta de operación en vacío deberán reflejar los costos requeridos por mantener la Unidad de Central Eléctrica en un nivel de producción cero, es decir, el punto de partida de la función de producción - cantidad de combustible.

ii. Matemáticamente, el costo de operación en vacío se determina evaluando en 0 MW la función de producción - cantidad de combustible de la Unidad de Central Eléctrica y multiplicando el resultado por el costo variable del combustible. Lo anterior se calcula conforme a las siguientes ecuaciones:

1. Función de producción - cantidad de combustible:

$$f(x) = Ax^2 + Bx + C \quad (2)$$

Donde:

$f(x)$: función de producción - cantidad de combustible expresada en $\frac{MMBtu}{h}$

x : nivel de producción expresado en MW

A: coeficiente cuadrático expresado en $\frac{MMBtu}{MW^2h}$

B: coeficiente lineal expresado en $\frac{MMBtu}{MWh}$

C: coeficiente independiente expresado en $\frac{MMBtu}{h}$

2. Costo de operación en vacío:

$$C_{op\text{vacío}} = f(x=0) \cdot CV_{comb\text{gen}} \quad (3)$$

Donde:

C_{op}vacío: costo variable de operación en vacío expresado en \$/h

f(x=0): función de producción – cantidad de combustible, evaluada en 0 MW, expresada en $\frac{MMBtu}{h}$

CV_{comb}gen: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

c. Oferta incremental

- i. Los costos asociados a la oferta incremental deberán reflejar el costo marginal de un MW adicional de producción de energía neta sostenido durante una hora, es decir, el aumento en el costo de producción cuando se aumenta en una unidad el nivel de generación neta de energía eléctrica. Lo anterior se calcula para cada uno de los segmentos de la oferta incremental conforme a la siguiente ecuación:

$$CO_{fi} = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CV_{comb\text{gen}} \right] + CV_{om\text{gen}} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (4)$$

Donde:

CO_{fi}: costo marginal para el segmento *i* de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción *x* del segmento *i*, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CV_{comb}gen: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CV_{om}gen: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE}: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

- ii. En caso de que una Unidad de Central Eléctrica pueda generar con distintos combustibles o mezclas de combustibles, la oferta incremental deberá estar calculada con el combustible o la mezcla de combustible más barato(a).
- iii. Cuando una Unidad de Central Eléctrica sea considerada recurso de energía limitada de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico, la oferta incremental de costo de oportunidad deberá incluir el precio sombra asociado a la limitación calculado por el CENACE conforme a las siguientes ecuaciones:

1. Limitaciones en la producción de energía eléctrica:

$$CO_{fi} = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CV_{comb\text{gen}} \right] + \lambda_e + CV_{om\text{gen}} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (5)$$

Donde:

COf_i : costo de oportunidad del segmento i de la oferta incremental expresado en \$/MWh

λ_e : precio sombra asociado a la limitación energética calculado por el CENACE expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción x del segmento i , expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

$CVcomb_{gen}$: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

$CVom_{gen}$: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm} : tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE} : tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

2. Limitaciones en el consumo de combustible:

$$COf_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot (CVcomb_{gen} + \lambda_e) \right] + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (6)$$

Donde:

COf_i : costo marginal del segmento i de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción x del segmento i , expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

$CVcomb_{gen}$: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

λ_e : precio sombra asociado a la limitación en la disponibilidad del combustible calculado por el CENACE expresado en \$/MMBtu

$CVom_{gen}$: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm} : tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE} : tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE expresada en \$/MWh

iv. En caso de que una Unidad de Central Eléctrica presente limitaciones distintas a las consideradas para los recursos de energía limitada, como el número de arranques disponibles en un periodo, restricciones en el número de horas de generación o cualquier otro aspecto distinto a la cantidad de energía producida, el Participante del Mercado representante de la Unidad de Central Eléctrica, si lo desea, podrá calcular un costo de oportunidad de conformidad con el Manual de Costos de Oportunidad e incluirlo en la Oferta de Venta de la Unidad de Central Eléctrica conforme a lo siguiente:

1. El costo de oportunidad calculado por el Participante del Mercado deberá garantizar el Uso Óptimo de la Unidad de Central Eléctrica y deberá estar debidamente justificado y documentado, de conformidad con las Reglas del Mercado, ya que dicha documentación podrá ser solicitada por las Entidades de Vigilancia para ejercer sus facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista.

2. La oferta incremental de costo de oportunidad podrá incluir el precio sombra asociado a la limitación o un valor menor al mismo:

$$COF_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CVcomb_{gen} \right] + \lambda_{PM} + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (7)$$

Donde:

COF_i: costo de oportunidad del segmento *i* de la oferta incremental expresado en \$/MWh

λ_{PM}: precio sombra asociado a la limitación calculado por el Participante del Mercado expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción *x* del segmento *i*, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE}: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

d. Oferta de disponibilidad de reservas

- i. Los costos asociados a la oferta de disponibilidad de reservas deberán reflejar el costo marginal del aumento en una unidad del nivel de reservas sostenido durante una hora, dichos costos no deberán estar reflejados en la oferta de arranque, la oferta de operación en vacío o la oferta incremental.
- ii. La oferta de disponibilidad de reservas no podrá incluir el costo de oportunidad por no producir energía eléctrica u otro tipo de reservas; el precio de los Servicios Conexos calculado por el CENACE considerará los costos ofertados de disponibilidad de reservas más el costo de oportunidad de no producir energía eléctrica u otro tipo de reservas durante una hora.
- iii. El cálculo del costo asociado a la oferta de disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia para Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica se realizará conforme a lo siguiente:

$$CReg = 2\% \cdot \left[\left(\frac{df(x_{max})}{dx_{max}} \cdot CVcomb_{gen} \right) + CVom_{gen} \right] \quad (8)$$

Donde:

CReg: costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_{max})}{dx_{max}}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_{max} + b$, evaluada en el Límite de Despacho Económico Máximo, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

- iv. El cálculo del costo asociado a la oferta de disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia para Unidades de Central Eléctrica que no cuentan con

tecnología térmica o Recursos de Demanda Controlable se realizará conforme a lo siguiente:

$$CReg = CVom_{reg} \quad (9)$$

Donde:

CReg: costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

CVom_{reg}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresados en \$/MWh

1. El cálculo de los costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia deberá ser independiente al cálculo de los costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica. En caso de que no se cuente con el cálculo independiente, la totalidad de los costos variables de operación y mantenimiento deberá ser contabilizada en los costos variables de operación y mantenimiento en la generación de energía eléctrica.
- v. El cálculo del costo asociado a la oferta de disponibilidad de los demás tipos de reservas será una función del costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, conforme a la siguiente tabla:

Producto ofertado	Cálculo
Reservas Rodantes de 10 minutos	$CRR = 75\% CReg$
Reservas No Rodantes de 10 minutos	$CRNR = 70\% CReg$
Reservas Rodantes Suplementarias	$CRS = 65\% CReg$
Reservas No Rodantes Suplementarias	$CRNS = 60\% CReg$

Tabla 1. Costo asociado a la disponibilidad de reservas

Donde:

CReg: costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

CRR: costo marginal de la disponibilidad de Reservas Rodantes de 10 minutos expresado en \$/MWh

CRNR: costo marginal de la disponibilidad de Reservas No Rodantes de 10 minutos expresado en \$/MWh

CRS: costo marginal de la disponibilidad de Reservas Rodantes Suplementarias expresado en \$/MWh

CRNS: costo marginal de la disponibilidad de Reservas No Rodantes Suplementarias expresado en \$/MWh

3. OFERTAS TOPE Y PISO

- 3.1 Las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica no podrán rebasar la Oferta Tope que será actualizada de forma anual y publicada en la página del CENACE. Dicha Oferta Tope será calculada por el CENACE con base en la función de costos de la Unidad de Central Eléctrica más cara del sistema de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CO_{OT} = \left[\frac{df(x_{OT})}{dx_{OT}} \cdot CVcombmax_{gen} \right] + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (10)$$

Donde:

CO_{OT}: costo marginal para el último segmento de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_{OT})}{dx_{OT}}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_{OT} + b$ evaluada en el nivel de producción x del último segmento de la oferta incremental, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcombmax_{gen}: costo máximo variable del combustible utilizado durante los tres últimos meses en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{lm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

TCENACE: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

- 3.2 Las ofertas presentadas por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la Oferta Piso que será actualizada de forma anual y publicada en la página del CENACE. Dicha Oferta Piso será calculada por el CENACE con base en el máximo costo evitado por la Unidad de Central Eléctrica al no tener que apagar la unidad y mantener un nivel de generación mínimo durante los periodos de baja demanda, que será calculado de la siguiente forma:

$$CE_i = \left[\frac{Carr_i}{LDE_{min} * hrs_{min}} \right] \quad (11)$$

Donde:

CE_i: costo evitado correspondiente a la Unidad de Central Eléctrica i , expresado en \$/MWh

Carr_i: costo de arranque en frío de la Unidad de Central Eléctrica, expresado en \$

LDE_{min}: Límite de Despacho económico Mínimo de la Unidad de Central Eléctrica, expresado en MW

hrs_{min}: número total de horas durante el día en que se presenta la carga mínima en el sistema

4 CAPACIDADES OFRECIDAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

- 4.1 Los representantes de las Unidades de Central Eléctrica deberán poner a disposición del CENACE todas sus capacidades disponibles de forma fidedigna, entendiéndose por capacidades todas aquellas condiciones de operación tecnológicamente factibles para las Unidades de Central Eléctrica, así como los tiempos y restricciones requeridos para cambiar entre una condición de operación y otra.
- 4.2 En el Mercado Eléctrico Mayorista, las ofertas de los representantes de las Unidades de Central Eléctrica ofrecerán su capacidad máxima neta.
- 4.3 La Capacidad Máxima Neta es aquella que la UCE puede ofrecer de forma sostenida en ausencia de restricciones de combustible.
- 4.4 La capacidad neta considera la producción bruta de energía eléctrica de una UCE menos la energía utilizada por las unidades auxiliares, el uso requerido de alguna otra unidad para la generación de electricidad y la energía requerida para realizar el proceso de carga.
- 4.5 La capacidad máxima neta podrá ser ajustada por temperatura y degradación de la UCE. La degradación deberá ser consistente con las modificaciones en los parámetros registrados y con la capacidad real de generación de la unidad.
- 4.6 Las degradaciones deberán ser registradas de forma temporal, o permanente, de acuerdo a su carácter, en el registro de parámetros y en el registro de licencias del CENACE, de conformidad con la normatividad aplicable.
- 4.7 La capacidad de generación deberá incluir los incrementos en la misma derivados del uso de nebulizadores u otros dispositivos que permitan incrementar la capacidad de generación, siempre que su operación sea económica para la unidad. La Unidad de Vigilancia podrá solicitar a los generadores el cálculo mediante el cual determinan el número de horas de uso de dispositivos de nebulización y similares.

- 4.8** Capacidades Mínimas de Operación. Las Unidades deberán ofrecer su capacidad mínima de operación, la cual deberá ser igual no menor a aquella registrada ante el CENACE. Dicha capacidad mínima debe representar el nivel mínimo de operación de la central en condiciones de estabilidad.
- 4.9** Las siguientes circunstancias liberarán a los representantes de las UCE de la obligación ofertar la totalidad de las capacidades disponibles:
- a. Mantenimientos, realización de pruebas o salidas programadas, aprobados por el CENACE;
 - b. Causas de fuerza mayor que afecten directamente la operación de la Unidad de Central Eléctrica, incluyendo eventos que resulten en la pérdida, falla o incapacidad para operar, totalmente o en partes, a una o más unidades de generación:
 - i. Actos de guerra, revoluciones, revueltas, sabotaje, ocupación o vandalismo
 - ii. Desastres naturales: terremotos, huracanes, inundaciones
 - iii. Estados de emergencia locales, regionales o nacionales
 - iv. Huelgas o conflictos laborales
 - v. Interrupciones en la disponibilidad de combustibles u otros suministros esenciales
 - vi. Falla o daño causado por defectos de fabricación, fuego o daños a equipo indispensable
 - vii. Falla en las instalaciones de transmisión o distribución
- 4.10** Rampas y Servicios Conexos
- a. Las unidades deberán ofrecer todos los servicios conexos que tecnológicamente sea posible poner a disposición del CENACE.
 - b. De acuerdo a las Bases del Mercado, la Capacidad de Rampa representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico de la Unidad de Central Eléctrica, dichas capacidades se podrán definir por separado para la subir y para bajar.
 - c. La capacidad de rampa es necesaria para responder a las variaciones esperadas e inesperadas la carga neta, con el objetivo de reducir las condiciones de escasez en el corto plazo.

Anexo A

Ejemplos de costos variables

- a. Costos variables de combustibles
 - i. Costo del insumo en el Día de Operación expresado en \$/MMBtu, de conformidad con los índices de precios de combustibles determinados por las Autoridades de Vigilancia;
 - ii. Costo variable de transporte desde el punto de adquisición, ya sea dentro o fuera de México, hasta la Unidad de Central Eléctrica expresado en \$/MMBtu, de conformidad con los índices de precios de combustibles determinados por las Autoridades de Vigilancia;
 - iii. Tarifas de regasificación;
 - iv. Gas combustible (fuel); e,
 - v. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.
- b. Costos variables de operación en arranques
 - i. Costo variable por consumo de agua en cada arranque, calculado conforme a lo siguiente:

$$Agua_{tipo} = Q_{agua_{tipo}} \cdot C_{Agua}$$

Donde:

Agua_{tipo}: costo variable por consumo de agua por tipo de arranque expresado en \$

Q_{agua_{tipo}}: consumo de agua por tipo de arranque expresado en m³

C_{Agua}: costo variable del agua utilizado en el arranque expresado en \$/m³

- ii. Costo variable por consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares en cada arranque, calculado conforme a lo siguiente:

$$Energia_{tipo} = Qenergia_{tipo} \cdot CEnergia$$

Donde:

Energia_{tipo}: costo variable por consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares por tipo de arranque expresado en \$

Qenergia_{tipo}: consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares por tipo de arranque expresado en MWh

CEnergia: precio promedio del mes anterior de la energía eléctrica en el NodoP que corresponde a la Unidad de Central Eléctrica utilizada para servicios auxiliares por tipo de arranque expresado en \$/MWh

1. El precio promedio de la energía eléctrica en el NodoP correspondiente a los 30 días naturales anteriores deberá calcularse conforme a lo siguiente:

$$CEnergia = \frac{\sum_{d=t-30}^{t-1} \sum_{h=1}^{25} PML_{dh}}{\text{Total de horas}}$$

PML_{dh}: Precio Marginal Local para la hora *h* del Día de Operación *d*

- iii. Costo variable por consumo de sustancias químicas para tratamiento de combustible en cada arranque, control ambiental o lubricación expresado en \$ y calculado conforme a lo siguiente:

$$SustQ_{arr} = \sum_n^N \left(\frac{Qsust_n}{Arranques} \cdot Csust_n \right)$$

Donde:

SustQ_{arr}: costo variable por consumo de sustancias químicas utilizadas en el arranque expresado en \$/MWh

Qsust_n: consumo de sustancias químicas para el tratamiento *n* utilizadas en el arranque correspondiente a los 30 días naturales anteriores, expresado en las unidades correspondientes a cada sustancia química (um)

Csust_n: costo variable de la sustancia química para el tratamiento *n* utilizada en el arranque expresado en \$/um

Arranques: número de arranques totales correspondientes a los 30 días naturales anteriores

1. La medición del consumo de sustancias químicas utilizadas en el arranque deberá ser independiente a la medición del consumo de sustancias químicas utilizadas en la generación de energía eléctrica. En caso de que no se cuente con la medición independiente, la totalidad del consumo de sustancias químicas deberá ser contabilizado en los costos variables por consumo de sustancias químicas utilizadas en la generación de energía eléctrica.

c. Costos variables de mantenimiento en arranques

- i. Mantenimiento mayor programado para mantener las condiciones del primo-motor de la Unidad de Central Eléctrica que depende directamente del número de arranques de la unidad, en particular:

1. Mano de obra que depende directamente del mantenimiento mayor
2. Repuestos de piezas que dependen directamente del mantenimiento mayor

d. Costos variables de operación en la generación de energía eléctrica

- i. Costo variable por consumo de agua en la generación de energía eléctrica, calculado conforme a lo siguiente:

$$Agua = Qagua \cdot CAgua$$

Donde:

Agua: costo variable por consumo de agua en la generación de energía eléctrica expresado en \$/MWh

Qagua: consumo de agua en la generación de energía eléctrica en m³/MWh

CAgua: costo variable del agua utilizado en la generación de energía eléctrica expresado en \$/m³

- ii. Costo variable por consumo de sustancias químicas para tratamiento de agua de repuesto al ciclo, tratamiento químico interno, tratamiento de agua de sistema de enfriamiento, tratamiento de aguas residuales, tratamiento de aguas negras, tratamiento de aguas industriales e inhibidores de sílice, tratamiento de combustible, control ambiental, lubricación o gases especiales para enfriamiento del generador eléctrico expresado en \$/MWh y calculado conforme a lo siguiente:

$$SustQ = \sum_n^N \left(\frac{Qsust_n}{Generacion} \cdot Csust_n \right)$$

Donde:

SustQ: costo variable por consumo de sustancias químicas utilizadas en la generación de energía eléctrica expresado en \$/MWh

Qsust_n: consumo de sustancias químicas para el tratamiento *n* utilizadas en la generación de energía eléctrica correspondiente a los 30 días naturales anteriores, expresado en las unidades correspondientes a cada sustancia química (um)

Csust_n: costo variable de la sustancia química para el tratamiento *n* utilizada en la generación de energía eléctrica expresado en \$/um

Generación: generación total de energía eléctrica correspondiente a los 30 días naturales anteriores, expresada en MWh

- a. Costos variables de mantenimiento en la generación de energía eléctrica
- i. Mantenimiento mayor programado para conservar las condiciones del motor primario de la Unidad de Central Eléctrica que depende directamente de la generación de energía eléctrica, en particular:
1. Mano de obra que depende directamente del mantenimiento mayor;
 2. Repuestos de piezas que dependen directamente del mantenimiento mayor tales como:
 - A. Filtros de aire, gas, aceite y agua; y
 - B. Aceites.
 3. Servicios de retiro de sales, productos químicos o lavados;
 4. Servicios de mantenimiento programado a equipos de servicios auxiliares;
 5. Inspecciones al generador eléctrico, compresores, turbinas y cámara de combustión; e,
 6. Incrementos en el costo del mantenimiento mayor programado ocasionados por seguir instrucciones de despacho fuera del Rango Económico de Producción.
- b. Costos variables de disponibilidad de reservas
- i. Costo variable por mantener el generador eléctrico a una temperatura adecuada para proveer reservas en el tiempo solicitado por el CENACE.
- ii. Gas combustible para la compresión de gas que se requiera para proveer reservas en el tiempo solicitado por el CENACE.

Ejemplos de costos que no se consideran variables

- a. Impuestos que sean clasificados como trasladables al consumidor para efectos fiscales, por ejemplo, el Impuesto al Valor Agregado. Estos conceptos no implican na erogación real al ser acreditables para fines de cumplimiento de obligaciones fiscales.
- b. Costos asociados a contratos de futuros de divisas al ser una cobertura que adquiere el Participante del Mercado para disminuir su exposición al tipo de cambio.
- c. Cualquier otro costo asociado a la compra de instrumentos financieros que el Participante del Mercado adquiera para reducir el riesgo asociado a la volatilidad de los mercados en los que se lleva a cabo la adquisición de insumos para el arranque o la generación de energía eléctrica.
- d. No se considerarán costos variables de combustibles, los siguientes:
 - i. Costos de inventarios de combustible;
 - ii. Costo de reserva de capacidad de gasoductos;
 - iii. Cargos por comercialización, por ejemplo, en el caso del gas natural correspondiente a Unidades de Central Eléctrica que pagan tarifa de gas natural a nivel distribución;
 - iv. Cargos fijos de embarque, desembarque o renta de embarcaciones para transporte marítimo de combustible; o,
 - v. Manejo de cenizas de carbón en la Central Eléctrica.
- e. No se considerarán costos variables en arranques, en generación de energía eléctrica o en disponibilidad de reservas, los siguientes:
 - i. Convenios de servicio de mantenimiento a largo plazo;
 - ii. Mano de obra indirecta;
 - iii. Bonos pagados a los operadores de las Unidades de Central Eléctrica;
 - iv. Alquiler de equipos o mano de obra temporal para brindar soporte a la Unidad de Central Eléctrica;
 - v. Gastos administrativos o generales relacionados con las Unidades de Central Eléctrica (Internet, teléfono, etc.);
 - vi. Mantenimiento de los cimientos y estructura de la Unidad de Central Eléctrica;
 - vii. Costos incurridos por trámites regulatorios;
 - viii. Mantenimiento preventivo y predictivo, el cual incluye las siguientes categorías:
 - 1. Mantenimiento de equipos tales como circuitos de agua, bombas de alimentación, tuberías de vapor principal y sistemas de desmineralización;
 - 2. Mantenimiento del equipo de la Central Eléctrica, el cual incluye servicio de agua, sistemas de control distribuido, sistemas de condensado, filtros de aires y plantas eléctricas de emergencia;
 - 3. Mantenimiento de otros equipos de la Central Eléctrica tales como equipo de comunicación, sistema de aire de instrumentos, y sistema de suministro de agua;
 - 4. Soporte al equipo de la Central Eléctrica, el cual consiste en herramientas, suministros para talleres y equipo alquilado, y suministros de seguridad
 - ix. Inversión para extender la vida útil de la Unidad de Central Eléctrica;
 - x. Costos de reparación de interrupción forzada que dure más de siete días naturales;
 - xi. Instalación de cromatógrafos o sistemas de monitoreo de emisiones; e

- xii. Instalación de equipos para brindar reservas.

TRANSITORIOS

Primero.- Los presentes Términos se emiten el 23 de diciembre de 2016 y surtirán efectos a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo.- Durante 2017, el monto aplicable, correspondiente a las Ofertas Piso y Tope, será de -10,425 \$/MWh y 7,950 \$/MWh, respectivamente.

Los presentes Términos los emite **Pedro Francisco Guerra Morales**, Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, con fundamento en las facultades conferidas por artículo el 10 fracciones XVII y XXXVIII, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, en la Ciudad de México, a los veintitrés días del mes de diciembre de dos mil dieciséis.- Rúbrica.

(R.- 443420)