



Propuesta de modificaciones a los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales

Modificaciones propuestas a los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales

[Texto] – Este color representa modificación

[Texto] – Este color representa adición

[~~Texto~~] – Este color representa eliminación

Artículo 16	
Original	Modificación
<p>Artículo 16. El Operador del Sistema (ODS) calculará y propondrá a la CREE a finales del mes de noviembre de cada año el Costo Base de Generación de la ENEE previsto para los doce (12) meses del año siguiente. Con la información recibida del ODS, la CREE revisará y aprobará el Costo Base de Generación. La CREE podrá solicitar al ODS las aclaraciones o cambios que considere necesarios y el ODS deberá, según corresponda, responder y hacer los ajustes pertinentes en un plazo de cinco (5) días. Una vez recibida dicha información, la CREE dispondrá de diez (10) días hábiles para aprobar el Costo Base de Generación en caso de que proceda. El ODS calculará el Costo Base de Generación (expresado en dólares de los Estados Unidos de América) previsto para los doce (12) meses del año t con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo disponible a fines de noviembre del año t-1 y de la información de los contratos suscritos, vigentes y en ejecución por la ENEE, de acuerdo con la siguiente fórmula:</p>	<p>Artículo 16. El Operador del Sistema (ODS) calculará y propondrá a la CREE a finales del mes de noviembre de cada año el Costo Base de Generación (CBG) de la ENEE previsto para el año siguiente. Con la información recibida del ODS, la CREE revisará y aprobará el CBG. La CREE podrá solicitar al ODS las aclaraciones o cambios que considere necesarios, y el ODS deberá, según corresponda, responder y hacer los ajustes pertinentes conforme al plazo fijado por la CREE al amparo del artículo 20 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Una vez recibida dicha información y que esta cumpla con los requerimientos establecidos, la CREE dispondrá de diez (10) días hábiles para aprobar el CBG en caso de que proceda.</p> <p>Dentro de los siguientes tres (03) días hábiles luego de la aprobación del Costo Base de Generación, el ODS deberá cargar en su página web el CBG previsto para la ENEE y comunicar a la CREE que este fue incluido como un anexo en la Planificación Operativa de Largo Plazo, tal y como lo establece la Norma Técnica de Programación de la Operación.</p>

Artículo 16

Original	Modificación
$CBG_{t,m} = \sum_{v=mt}^{v=230} \sum_{h=1}^{h=3} CBE_{t,m,v,h} + CBP_{t,m}$ <p>Donde:</p> <p>$CBG_{t,m}$ es el Costo Base de Generación previsto para el año t mes m.</p> <p>$CBE_{t,m,v,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el año t mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h.</p> <p>$CBP_{t,m}$ es el Costo Base de Potencia previsto para el año t mes m.</p> <p>h es cada uno de los tres bloques horarios de energía.</p> <p>v es el nivel de tensión.</p> <p>mt es media tensión.</p>	<p>El ODS calculará el Costo Base de Generación (expresado en dólares de los Estados Unidos de América) previsto para el año siguiente con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo disponible a fines de noviembre del año en curso y de la información de los contratos suscritos, vigentes y en ejecución por la ENEE, de acuerdo con la siguiente fórmula:</p> $CBG_h = CBE_h + CBP_h$ <p>Donde:</p> <p>CBG_h es el Costo Base de Generación previsto por bloque horario h.</p> <p>CBE_h es el Costo Base de Energía previsto por bloque horario h.</p> <p>CBP_h es el Costo Base de Potencia previsto por bloque horario h.</p> <p>h es cada uno de los tres bloques horarios de energía.</p>

Artículo 17

Original	Modificación
<p>Artículo 17. El Costo Base de Energía se calculará en cada nivel de tensión y por bloques horarios para su traslado a tarifas. Los costos en cada nivel de tensión, desglosado por bloques horarios de energía se calcularán con base en la generación prevista y los costos marginales resultantes del modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo calculado por el Operador del Sistema de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, y de los precios de los contratos registrados, de acuerdo con lo que se establece en este Reglamento.</p> <p>El Costo Base de Energía se compone del costo total de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad. El costo previsto de energía en los contratos transferibles a tarifas en cada nivel de tensión v, por bloque horario h se compone del costo de Contratos Tipo A (CTA) y del costo de Contratos Tipo B (CTB).</p> <p>Los Contratos Tipo A son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE, y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Para los Contratos Tipo A, el costo de compra de la energía prevista se valora al precio establecido en dichos contratos.</p> <p>Los Contratos Tipo B son aquellos contratos que suscriban la o las Empresas Distribución que resulten de la escisión de la ENEE (ENEE-Distribución) con la o las Empresas de Generación resultantes del mismo proceso (ENEE-Generación). Para los Contratos Tipo B se tomará en cuenta el costo estándar</p>	<p>Artículo 17. El Costo Base de Energía se calculará en cada nivel de tensión y por bloques horarios para su traslado a tarifas. Los costos en cada nivel de tensión, desglosados por bloques horarios de energía se calcularán con base en la generación prevista y los costos marginales resultantes del modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo calculado por el Operador del Sistema de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, y de los precios de los contratos registrados, de acuerdo con lo que se establece en este Reglamento.</p> <p>El Costo Base de Energía se compone del costo total de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad. El costo previsto de energía en los contratos transferibles a tarifas en cada nivel de tensión v, por bloque horario h se compone del costo de Contratos Tipo A (CTA) y del costo de Contratos Tipo B (CTB).</p> <p>Los Contratos Tipo A son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE, y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Para los Contratos Tipo A, el costo de compra de la energía prevista se valora al precio establecido en dichos contratos. La energía prevista a ser comprada por medio de los CTA debe ser valorada, en los casos que aplique, utilizando el precio promedio mensual del combustible correspondiente al mes inmediatamente anterior.</p>

Artículo 17

Original	Modificación
<p>determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales.</p> <p>Por otro lado, el costo de energía previsto en el mercado de oportunidad se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de la misma, y del costo marginal horario.</p> $CBE_{t,m,v,h} = \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,t,m,v,h} * PECTA_{j,t,m,v,h}) + \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,t,m,v,h} * CET_t) + EPO_{t,m,v,h} * CM_{t,m,v,h}$ <p>Donde:</p> <p>$CBE_{t,m,v,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h. [USD]</p> <p>$EPCTA_{j,t,m,v,h}$ es la cantidad de energía prevista para el CTA_j para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h. [MWh]</p> <p>$CM_{t,m,v,h}$ es costo marginal (costo en el nodo de conexión previsto en la planificación del ODS) para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h. [USD/MWh]</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A.</p>	<p>Los Contratos Tipo B son aquellos contratos que suscriba la ENEE que resulten de otros procesos de selección distintos a una licitación pública internacional o nacional. Por lo tanto, para dichos contratos se tomará en cuenta el costo estándar determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales, conforme con lo establecido en el artículo 21 literal A de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).</p> <p>Por otro lado, el costo de energía previsto en el mercado de oportunidad se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de la misma, y del costo marginal horario.</p> <p>El Costo Base de Energía se determina mediante la siguiente ecuación:</p> $CBE_h = \sum_m \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,m,h} * PECTA_{j,m,h}) + \sum_m \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,m,h} * PECTB_{j,m,h}) + \sum_{h=1}^3 \sum_m^{12} (EPO_{h,m} * CM_{h,m})$ <p>Donde:</p>

Artículo 17

Original	Modificación
<p>k es el número de Contratos Tipo B.</p> <p>$PECTA_{j,t,m,v,h}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el año t en el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) en el nivel de tensión v y bloque horario h. [USD/MWh]</p> <p>$EPCTB_{j,t,m,v,h}$ es la energía prevista en el CTB_j para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h. [MWh]</p> <p>CET_t es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para el año t. [USD/MWh]</p> <p>$EPO_{t,m,v,h}$ es la compra prevista de energía en el mercado de oportunidad para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h. [MWh]</p> <p>El Costo Base de Potencia (CBP) se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de las compras previstas de potencia firme en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme.</p> <p>El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia firme por medio de Contratos Tipo A y Contratos Tipo B. En lo que respecta a los desvíos de potencia firme, el ODS calculará a fines de cada mes e informará a la CREE el costo de los desvíos de potencia</p>	<p>CBE_h es el Costo Base de Energía previsto para el año y por bloque horario h, expresado en USD.</p> <p>$EPCTA_{j,m,h}$ es la cantidad de energía prevista para el CTA_j para el mes m y bloque horario h, expresada en MWh.</p> <p>$PECTA_{j,m,h}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) y bloque horario h, expresado en USD/MWh.</p> <p>$EPCTB_{j,m,h}$ es la energía prevista en el CTB_j para el mes m y bloque horario h, expresado en MWh.</p> <p>$PECTB_{j,m,h}$ es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para la central j en el mes m y bloque horario h, expresado en USD/MWh.</p> <p>$EPO_{m,h}$ es la compra prevista de energía en el mercado de oportunidad en el mes m para cada bloque horario h y por período de mercado, expresada en MWh.</p> <p>$CM_{m,h}$ es costo marginal en el mes m (costo en el nodo de conexión previsto en la planificación del ODS) para cada bloque horario h y por período de mercado, expresado en USD/MWh.</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A.</p>

Artículo 17

Original	Modificación
<p>firme, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.</p> $CBP_{t,m} = \sum_{j=1}^n (QPCTA_{j,t,m} * PPCTA_{j,t,m}) + \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,t,m} * PRP_t) + CDP_{t,m}$ <p>Donde:</p> <p>$CBP_{t,m}$ es el Costo Base de Potencia previsto durante el mes m del año t. [USD]</p> <p>$QPCTA_{j,t,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme para el CTA_j durante el mes m del año t. [MW]</p> <p>$PPCTA_{j,t,m}$ es el precio previsto de la potencia firme para el CTA_j durante el mes m del año t ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. [USD/MW]</p> <p>$QPCTB_{j,t,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes m del año t. [MW]</p> <p>PRP_t es el Precio de Referencia de la Potencia establecido por la CREE para el año t. [USD/MW]</p>	<p>k es el número de Contratos Tipo B.</p> <p>El Costo Base de Potencia (CBP) se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de las compras previstas de potencia firme en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme.</p> <p>El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia por medio de Contratos Tipo A y Contratos Tipo B. En lo que respecta a los desvíos de potencia firme, el ODS calculará e informará a la CREE los costos de los desvíos de potencia firme de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente y aplicable. El Costo Base de Potencia se determina mediante la siguiente ecuación.</p> $CBP = \sum_m \sum_{j=1}^n (QPCTA_{j,m} * PPCTA_{j,m}) + \sum_m \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,m} * PP_m) + \sum_m (DPF_m * PRP_m)$ <p>Donde:</p> <p>CBP es el Costo Base de Potencia previsto para el año, expresado en USD.</p> <p>$QPCTA_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia para el CTA_j durante el mes m, expresada en MW.</p>

Artículo 17

Original	Modificación
<p>$CDP_{t,m}$ es el costo del desvío de potencia firme durante el mes m del año t. [USD]</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A.</p> <p>k es el número de Contratos Tipo B.</p>	<p>$PPCTA_{j,m}$ es el precio previsto de la potencia para el CTA_j durante el mes m, ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. Este precio es expresado en USD/MW.</p> <p>$QPCTB_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes m, expresada en MW.</p> <p>PP_m es el precio de la potencia determinado por la CREE para la central j en el mes m, expresado en USD/MW.</p> <p>DPF_m es el desvío de potencia firme para el mes m, expresado en kW.</p> <p>PRP_m es el precio de referencia de la potencia establecido en la LGIE para el mes m, expresado en USD/kW-mes.</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A.</p> <p>k es el número de Contratos Tipo B.</p> <p>Para determinar el CBP_h se multiplicará el CBP por el factor carga de cada bloque horario el cual se define de la siguiente manera:</p> $FC_h = \frac{PME_h}{P_{MAX}}$ <p>Donde:</p>



Artículo 17	
Original	Modificación
	<p>FC_h es el factor de carga estimado para el bloque horario h.</p> <p>PME_h es la potencia media estimada para el bloque h.</p> <p>$PMAX$ es la potencia máxima estimada del sistema.</p>



Artículo 18

Original	Modificación
<p>Artículo 18. Para cada período de ajuste, el precio de la energía será calculado como la suma de los CBE mensuales previstos correspondientes a dicho período dividido por la energía prevista para ese periodo, y el precio de la potencia será calculado como la suma de los CBP mensuales previstos correspondientes a dicho período dividido por la potencia prevista para ese periodo.</p> <p>Los cuatro precios así determinados para la generación por cada nivel de tensión -un precio de potencia y tres precios de energía diferenciados por bloque horario, - serán puntos de partida para la imputación de costos tanto para la energía como para la potencia máxima a la salida de los módulos de red. Estos precios se ajustarán en forma trimestral de acuerdo con el siguiente procedimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Al completar la liquidación mensual, el ODS enviará a la CREE el documento de transacciones económicas realizadas en el mes anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme. Además, el ODS enviará a la ENEE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad) y, costo de potencia firme (contratos y desvíos), y calculará la diferencia entre el costo real del mes y el costo total de generación que fue autorizado para trasladar a tarifas de la ENEE en ese mismo mes. 2. La CREE revisará la información recibida y podrá requerir aclaraciones o información adicional. Con base en dicha información la CREE calculará para cada nivel de tensión y bloques horarios correspondientes lo siguiente: el costo real de la generación de cada mes, la diferencia acumulada, y con esto, el precio de generación para el período de ajuste p. La comparación del costo real de generación con el costo previsto dará como resultado una diferencia para cada mes, cuya suma algebraica dará 	<p>Artículo 18. Para cada período de ajuste p, el precio de generación previsto [USD/MWh] corresponderá al CBG previsto aprobado para el año dividido por la energía prevista para ese año.</p> <p>El precio de generación previsto se ajustará en forma trimestral de acuerdo con el siguiente procedimiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cada periodo de ajuste p contempla tres meses y entrará en vigencia el primer día de cada trimestre del año. Cada periodo considerará los costos reales del último mes del periodo de ajuste $p-2$ y los costos de los dos primeros meses correspondientes al ajuste tarifario del periodo $p-1$. 2. Al completar la liquidación mensual y a más tardar el doce (12) de cada mes, el ODS enviará a la ENEE con copia a la CREE el documento inicial de transacciones económicas realizadas en el mes anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme correspondientes a esta empresa. <p>La ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual realizada por el ODS con su facturación mensual. En caso de encontrar discrepancias con su facturación o que se deben incluir "otros cargos" en la liquidación de algunas de las centrales, la ENEE dentro del plazo máximo de tres (03) días hábiles posteriores a recibir el documento de transacciones económicas enviará al ODS con copia a la CREE las observaciones y/o correcciones correspondientes acompañado de los sustentos para cada caso para cada caso, informado oportunamente los valores facturados por las empresas generadoras y</p>

Artículo 18

Original	Modificación
<p>como resultado una diferencia acumulada para el período de ajuste correspondiente, la cual será dividida por la demanda de energía/potencia prevista para los próximos tres meses.</p> <p>3. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral $p-1$ se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste $p-1$, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p, los cuales deben ser divididos por la demanda de energía/potencia prevista para este último período. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el ODS y aprobados por la CREE.</p> <p>4. La CREE realizará la suma algebraica entre el precio de generación previsto para el período p, la diferencia acumulada descrita en el inciso 2 y -si aplica- otros ajustes solicitados por el ODS. De manera que la CREE realizará el ajuste tarifario de la siguiente forma:</p> $P_p = PP_p + \frac{CGR_{p-1} - CGP_{p-1} + OA_p}{EP_p}$ <p>Donde:</p> <p>P_p es el precio de generación para el período de ajuste p. [USD/MWh o USD/MW]</p> <p>PP_p es el precio de generación previsto para el período de ajuste p. [USD/MWh o USD/MW]</p> <p>CGR_{p-1} es el costo de generación real para el período de ajuste $p-1$. [USD]</p> <p>CGP_{p-1} es el costo de generación previsto para el período ajuste $p-1$. [USD]</p>	<p>aceptados por parte de la ENEE. Para tales efectos la ENEE deberá de remitir las facturas aceptadas. En caso de que la ENEE no haya recibido factura por parte de la empresa generadora o se encuentre en proceso de conciliación deberá de informar al CND.</p> <p>Las observaciones mencionadas en el presente numeral corresponden únicamente para los costos correspondientes al Mercado de Contratos. Lo anterior dado que las observaciones asociadas al Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO) deberán de realizarse conforme con el procedimiento establecido en la norma correspondiente a las liquidaciones del MEO.</p> <p>El ODS tendrá un plazo máximo de tres (03) días hábiles para subsanar las discrepancias encontradas por la ENEE y presentar el documento final de transacciones económicas o informar a la ENEE con copia a la CREE que las observaciones o modificaciones solicitadas no proceden, para lo cual deberá presentar los sustentos correspondientes. En caso de que la ENEE informe al CND que se encuentra en proceso de conciliación de alguna factura o que la empresa generadora no presentará la factura correspondiente, el CND remitirá el documento final de transacciones económicas con los valores determinados por ellos mismos. La ENEE dentro del plazo de 3 días hábiles, contados a partir de haber conciliado o aceptado las facturas, deberá de remitir las mismas al CND, en caso de proceder, este realizará los ajustes correspondientes.</p> <p>3. Una vez que el ODS de respuestas a los comentarios u observaciones recibidos por la ENEE, a más tardar el veintitrés (23) de cada mes,</p>

Artículo 18

Original	Modificación
<p>EP_p es la energía prevista para el período ajuste p, entendiéndose que para el caso del precio de la potencia este será dividido por la potencia prevista para el período de ajuste p. [MWh o MW]</p> <p>OA_p Otros ajustes solicitados por ODS y aprobados por la CREE para el período ajuste p. [USD]</p> <p>Para cada ajuste trimestral, el cálculo tarifario y CBG se presentarán en dólares de los Estados Unidos de América y se expresarán en Lempiras al tipo de cambio del día anterior a la fecha de aprobación.</p>	<p>enviará a la CREE el documento final de transacciones económicas realizadas en el mes anterior, incluyendo lo siguiente: las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme. Asimismo, el ODS deberá de enviar la respuesta realizada a la ENEE con respecto a las comentarios y observaciones realizadas. Adicionalmente, el ODS enviará a la ENEE el documento final indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad) y, costo de potencia firme (contratos y desvíos) y la ENEE calculará la diferencia entre el costo real del mes y el costo total de generación que fue autorizado para trasladar a tarifas de la ENEE en ese mismo mes.</p> <p>4. La CREE revisará la información recibida y podrá requerir aclaraciones o información adicional. Con base en dicha información la CREE calculará para cada nivel de tensión y bloques horarios correspondientes lo siguiente: el costo real de la generación de cada mes, la diferencia acumulada y con esto, el precio de generación para el período de ajuste p. La comparación del costo real de generación con el costo previsto dará como resultado una diferencia para cada mes, cuya suma algebraica dará como resultado una diferencia acumulada para el período de ajuste correspondiente, la cual será dividida por la demanda de energía prevista para los próximos tres meses.</p> <p>5. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral $p-1$ se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste $p-1$, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p, los cuales deben ser divididos por la demanda de energía prevista para este último período. Estos</p>

Artículo 18

Original	Modificación
	<p>otros ajustes serán los siguientes: a) los solicitados por el ODS y aprobados por la CREE, b) los identificados por la CREE al ejercer su potestad de supervisión y fiscalización y c) aquellos que resulten de los montos diferidos por la ENEE y aprobados por esta Comisión.</p> <p>6. La CREE realizará la suma algebraica entre el precio de generación previsto para el período p, la diferencia acumulada descrita en el inciso 2 y -si aplica- otros ajustes solicitados por el ODS. De manera que la CREE realizará el ajuste tarifario de la siguiente forma:</p> $P_p = PP_p + \frac{CGR_{p-1} - CGP_{p-1} + OA_p}{EP_p}$ <p>Donde:</p> <p>P_p es el precio de generación para el período de ajuste p, expresado en USD/MWh.</p> <p>PP_p es el precio de generación previsto para el período de ajuste p, expresado en USD/MWh.</p> <p>CGR_{p-1} es el costo de generación real para el período de ajuste $p-1$, expresado en USD.</p> <p>CGP_{p-1} es el costo de generación previsto para el período de ajuste $p-1$, expresado en USD.</p>

Artículo 18

Original	Modificación
	<p data-bbox="1144 312 2029 344">EP_p es la energía prevista para el período de ajuste p, expresada en MWh.</p> <p data-bbox="1144 395 2029 464">OA_p Otros ajustes para el período de ajuste p. Estos ajustes serán expresados en USD.</p> <p data-bbox="1144 515 2029 619">El P_p se incorporará dentro del modelo tarifario con el objetivo que este sirva de insumo para determinar los costos de generación que contiene dicho modelo.</p> <p data-bbox="1144 659 2029 762">Para cada ajuste trimestral, el cálculo tarifario y CBG se presentarán en dólares de los Estados Unidos de América y se expresarán en Lempiras al tipo de cambio del día anterior a la fecha de aprobación.</p>