

INFORME DE RESULTADOS

CREE-CP-04-2025

**Modificaciones de la metodología de
cálculo de peajes de transmisión en el
Reglamento de Tarifas**



DIRECCIÓN DE REGULACIÓN

JUNIO 2025

Índice de contenido

1. Introducción	2
2. Antecedentes	3
3. Objetivos	4
3.1 Objetivo general	5
3.2 Objetivos específicos	5
4. Consulta pública CREE-CP-04-2025	5
4.1 Proceso de consulta pública	5
4.2 Comentarios recibidos	6
4.2.1 Comentarios recibidos por artículo	6
4.2.2 Comentarios recibidos por fecha	7
4.2.3 Comentarios recibidos por institución.....	7
4.2.4 Comentarios recibidos	8
5. Resultados.....	8
6. Conclusión	10
7. Anexos.....	11
Anexo I. Revisión de comentarios recibidos admisibles	11
Anexo II. Versión final	24

Índice de Figuras

Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.....	6
Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha	7
Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución según sistema de consulta pública.....	8

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo de 2014, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La LGIE ha sido reformada mediante distintos decretos legislativos, siendo uno de ellos el Decreto 46-2022, el cual contiene reformas encaminadas a garantizar la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.

A través de la Resolución CREE-148 del 24 de junio de 2019, la CREE aprobó el Reglamento de Tarifas, el cual establece el procedimiento que deben seguir las Empresas Distribuidoras, Empresas Transmisoras y la propia CREE para la aprobación de las tarifas aplicables a la distribución y transmisión de energía, incluyendo los correspondientes peajes.

Dentro de este marco regulatorio, el Reglamento de Tarifas, en el Título 8. Procedimiento General de Tarifas por uso del Sistema de Transmisión, establece que todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) están sujetos al pago del peaje de transmisión, garantizando así que la infraestructura del Sistema Principal de Transmisión (SPT) sea utilizada de manera equitativa y bajo criterios de costo eficiente. Asimismo, este define que los cargos por uso del SPT deben calcularse en función de la demanda máxima de cada agente, promoviendo así una asignación proporcional de los costos de transmisión.

Por otro lado, el Capítulo 3 del Título 8 detalla los componentes que integran el peaje de transmisión, los cuales incluyen los costos de operación y mantenimiento, las pérdidas en el sistema y la remuneración de los activos de transmisión. Estos elementos son clave para garantizar la sostenibilidad financiera del sistema y la continuidad del servicio eléctrico en condiciones de calidad y confiabilidad.

Adicionalmente, el Capítulo 4 del Título 8 regula el procedimiento para el cálculo y la liquidación mensual de los cargos por peaje, estableciendo que la facturación debe realizarse en función de los valores medidos y de los criterios tarifarios aprobados por la

CREE. Este procedimiento busca garantizar que los costos de transmisión sean recuperados de manera eficiente y transparente.

Dado el contexto actual del sector eléctrico y la necesidad de optimizar la metodología de cálculo de los peajes, el presente informe de resultados contiene una revisión detallada de los artículos relacionados con el cálculo de los peajes de transmisión, incorporando tanto los aportes recibidos durante la consulta pública como los ajustes técnicos desarrollados por la CREE. Este informe presenta las modificaciones al Reglamento de Tarifas orientadas a mejorar la eficiencia, equidad y transparencia en la asignación de los costos de transmisión. Las reformas planteadas buscan garantizar una estructura tarifaria coherente con los principios regulatorios establecidos por la CREE y la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), promoviendo un mercado eléctrico más competitivo, sostenible y técnicamente robusto.

2. Antecedentes

A continuación, se exponen antecedentes relevantes asociados al objetivo del presente informe:

- a) La LGIE, establecida mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo de 2014, tiene como objetivo regular las actividades del subsector eléctrico en Honduras. Para este fin, se constituyó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Según la Ley, una de las responsabilidades de la CREE es emitir las normativas y reglamentos requeridos para la correcta implementación de la Ley y el eficiente funcionamiento del subsector eléctrico.
- b) Que, en el Reglamento de Tarifas, se establecen las disposiciones específicas para el cálculo y aplicación de los peajes de transmisión, los cuales se detallan en el Título 8, donde se define la metodología para la determinación de los ingresos requeridos por las Empresas Transmisoras, así como los cargos por el uso del SPT. Estos capítulos establecen los criterios técnicos y económicos para la remuneración de los activos regulatorios, los costos de operación y mantenimiento, y los ingresos variables del sistema de transmisión, asegurando que los peajes reflejen los costos

eficientes y sean aplicados de manera transparente y equitativa entre los Agentes del MEN.

- c) Que el artículo 3 literal D romano III de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la referida Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

En virtud de lo anterior y de la evolución del mercado eléctrico nacional y la necesidad de fortalecer la eficiencia, equidad y transparencia en el esquema tarifario vigente, la CREE elaboró una propuesta de modificación de varios artículos del Reglamento de Tarifas, centrada en el cálculo de los peajes de transmisión. Esta iniciativa se propuso con el objetivo de ajustar la metodología de determinación de cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión (SPT), asegurando que estos reflejen de manera más precisa los costos reales asociados a la inversión, operación y mantenimiento de las infraestructuras de transmisión y para que el procedimiento de cálculo sea más simplificado.

Como parte del proceso regulatorio participativo y en observancia del procedimiento establecido para la Consulta Pública, la CREE sometió dicha propuesta a consulta bajo el expediente CREE-CP-04-2025. A través de este mecanismo, se recibieron comentarios y observaciones de diversos actores del mercado eléctrico nacional, cuyas aportaciones fueron analizadas y valoradas por la Dirección de Regulación de la Comisión.

Este informe presenta los resultados de ese proceso, incluyendo las modificaciones finales al Reglamento de Tarifas, las cuales integran tanto los aportes pertinentes de la consulta pública como los ajustes técnicos elaborados por la CREE. Las reformas aprobadas incorporan definiciones más precisas, fórmulas simplificadas y mecanismos de actualización tarifaria más robustos, contribuyendo así a una mayor claridad normativa y una asignación adecuada de los costos de transmisión.

3. Objetivos

3.1 Objetivo general

Mostrar los resultados del proceso de consulta pública CREE-CP-04-2025 tomando en consideración las aportaciones y opiniones expresadas por los participantes del proceso en mención.

3.2 Objetivos específicos

- a. Resumir los principales hallazgos y características del proceso de consulta pública.
- b. Responder de forma justificada cada una de las propuestas, comentarios y observaciones expresadas por los participantes de la consulta en mención.
- c. Mostrar las principales aclaraciones y aspectos relevantes de la propuesta de modificación de los artículos 4, 172, 173, 174, 175, 176 y 177 del Reglamento de Tarifas, los cuales regulan la determinación y aplicación de los peajes de transmisión para establecer los cargos por uso del SPT.

4. Consulta pública CREE-CP-04-2025

4.1 Proceso de consulta pública

El 26 de marzo de 2025, la CREE inició el proceso de consulta pública CREE-CP-04-2025 denominada “Modificaciones de la Metodología de Cálculo de Peajes de Transmisión en el Reglamento de Tarifas”.

Para ello, se convocó a los interesados a presentar sus posiciones respecto a lo consultado, invitación que se difundió a través del sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, de esta manera, cualquier interesado tuvo la oportunidad de acceder y participar en la consulta de conformidad con lo establecido en el Procedimiento para Consulta Pública. Junto con la convocatoria, se adjuntó el informe técnico y la propuesta contenida en el documento “MODIFICACIONES DE LA METODOLOGIA DE CALCULO DE PEAJES DE TRANSMISION EN EL REGLAMENTO DE TARIFAS”, con el fin de que los interesados pudieran analizar y elaborar sus posiciones, observaciones o comentarios de manera fundamentada, así como dar seguimiento a la consulta pública.

Una vez transcurrido este plazo, la información obtenida fue analizada por la CREE, considerando “admisibles” las posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido, que fueron pertinentes a la propuesta o asunto de la consulta pública y que cumplieron con los criterios siguientes:

- La propuesta ingresada en el artículo debía referirse exclusivamente al artículo en el que se comentó.
- La justificación ingresada en el artículo debía ser pertinente a la propuesta.

Todos los comentarios recibidos fueron evaluados con base en los criterios de evaluación mencionados para garantizar que correspondían a opiniones pertinentes a la propuesta.

4.2 Comentarios recibidos

4.2.1 Comentarios recibidos por artículo

Un total de nueve comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La Figura 3-1 muestra la cantidad de comentarios recibidos a la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas.

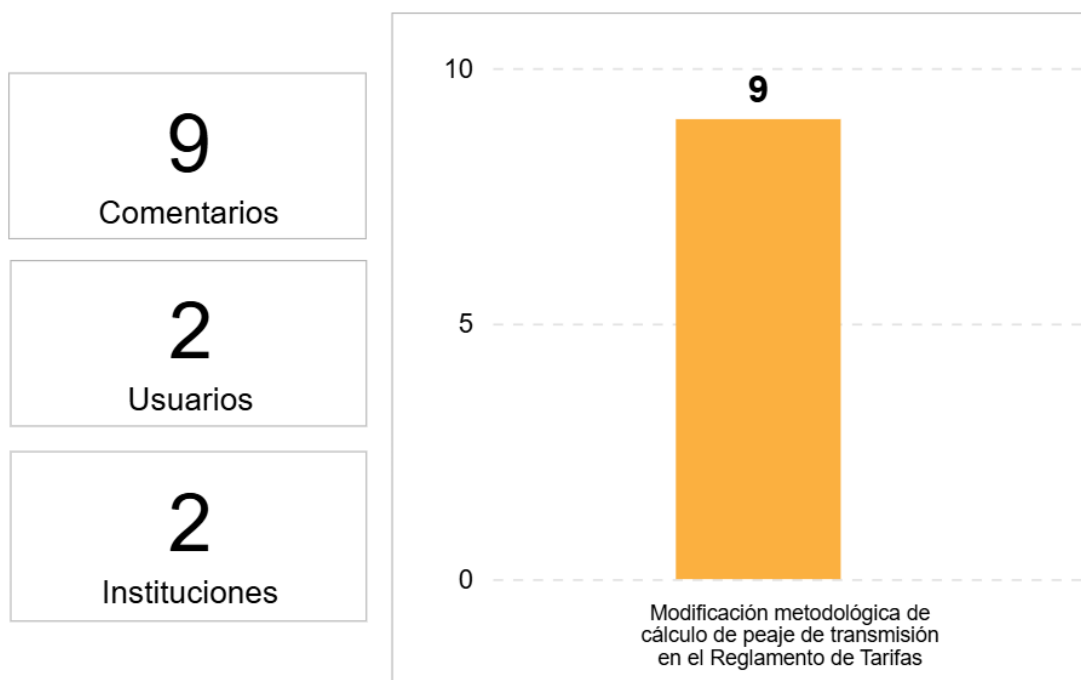


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo

4.2.2 Comentarios recibidos por fecha

La Figura 3-2 describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo el día 4 de abril, fecha que se encontraba dentro del plazo inicial de la Consulta Pública, con 6 comentarios recibidos, seguido del día 11 de abril con 3 comentarios registrados en la plataforma de consulta de la CREE.

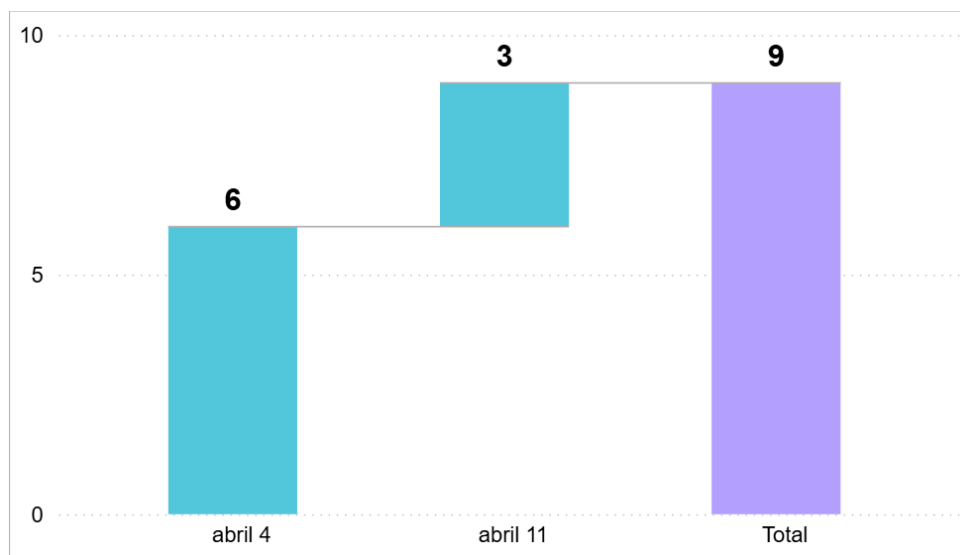


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha

4.2.3 Comentarios recibidos por institución

La Figura 3-3 muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación de 2 instituciones.

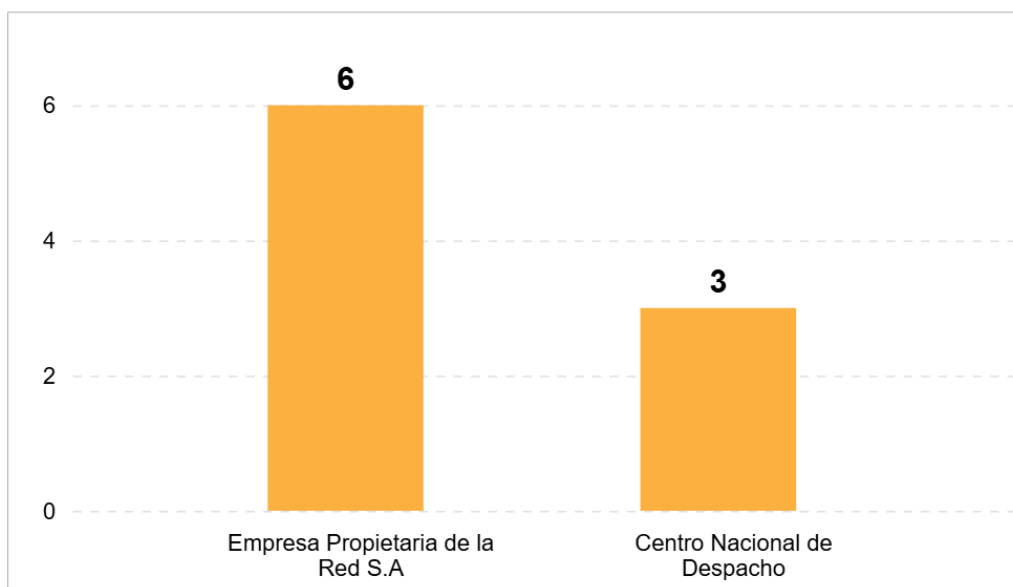


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución según sistema de consulta pública

4.2.4 Comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que los 9 comentarios recibidos son admisibles.

5. Resultados

La Dirección de Regulación de esta Comisión valoró los comentarios admisibles de los participantes de la consulta pública, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en Reglamento de Tarifas. Los comentarios de los participantes y su justificación, así como la respuesta a cada comentario se exponen en la sección “Anexo I: Revisión de comentarios recibidos admisibles”. Los resultados finales, con la retroalimentación de los participantes de la consulta pública se encuentran en “Anexo II: Versión final”.

Aclaraciones y hallazgos importantes:

- Los cargos unitarios de transmisión y los peajes unitarios de transmisión por nivel de tensión se calcularán en dólares en diciembre de cada año.

- b. El Reglamento refuerza el principio de uso jerárquico de la red de transmisión: los agentes conectados a un nivel de tensión determinado deben pagar también por el uso de los niveles superiores si hacen uso efectivo de estos. Esto asegura una asignación justa y proporcional de los costos del SPT.
- c. Se adoptó una fórmula única para el cálculo de los cargos unitarios de transmisión por nivel de tensión. Esto permite estandarizar el procedimiento, mejorar la claridad regulatoria y facilitar la incorporación futura de nuevos niveles de tensión si fuera necesario.
- d. Varios artículos fueron reformulados para mejorar su claridad sin alterar su contenido esencial. Esto incluye ajustes en la presentación de fórmulas, definiciones y conceptos clave, con el fin de facilitar su interpretación y aplicación por parte de los agentes del mercado y del Operador del Sistema.
- e. Se aclara que, para el cálculo de los cargos unitarios de transmisión por nivel de tensión, deberá descontarse la potencia de carga en horario punta correspondiente a los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) de transmisión conectados en los distintos niveles de tensión del Sistema Principal de Transmisión (SPT).
- f. En la fórmula de actualización del valor de las Unidades Constructivas (UC), se incorporó un coeficiente relacionado con insumos de tecnologías de almacenamiento de energía. Esta inclusión busca reflejar con mayor precisión la estructura de costos en un contexto tecnológico en evolución, así como para armonizar dicha fórmula con la Normativa de Almacenamiento de Energía.
- g. En los cálculos de cargos unitarios y actualizaciones anuales, se incluye la diferencia entre ingresos previstos y facturación real (incluyendo servicios del MER), para asegurar el equilibrio financiero del sistema de transmisión y reducir distorsiones tarifarias en ciclos sucesivos.
- h. En la presente reforma se mantiene la demanda máxima en punta (según el RT) como base de reparto para el cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión (SPT), dado el impacto que tendría una modificación de este tipo en múltiples secciones del Reglamento de Tarifas, y considerando que esta consulta pública se enfocó exclusivamente en artículos relacionados con los peajes de

transmisión, no fue posible incorporar dichos ajustes en esta instancia. No obstante, la CREE reconoce la importancia analizar dicha base de reparto, por lo que se prevé realizar, en coordinación con el Operador del Sistema, un proceso técnico independiente para analizar alternativas de base de reparto (definición máxima de agentes), en el marco de una futura revisión regulatoria integral.

6. Conclusión

Tomando en consideración el proceso revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en este proceso de consulta pública, la Dirección recomienda a la CREE que, por medio de acto administrativo, realice lo siguiente:

- a. Apruebe el presente informe de resultados de la Consulta Pública CREE-CP-04-2025.
- b. Instruya a la Secretaría General para que: a) comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública, b) publica el acto administrativo en la página web de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) conforme con lo establecido en el artículo 3 literal D romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

7. Anexos

Anexo I. Revisión de comentarios recibidos admisibles

Esta sección muestra la revisión y respuesta de los comentarios admisibles a la propuesta de modificación de la metodología para el cálculo de peajes de transmisión en el Reglamento de Tarifas, es importante aclarar que tanto la columna “Comentario” como “Justificación” conservan la redacción original de los usuarios que participaron en la consulta.

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
172	Artículo 172. Nivel de agregación. Los Peajes de Transmisión serán calculados por la CREE con base anual y para los distintos niveles de tensión agrupando instalaciones funcionalmente equivalentes del Sistema Principal de Transmisión.	A nuestro entender, la propuesta se realiza para que el agente que usa las instalaciones las pague en función del uso agregado que hace de las mismas, por los diferentes niveles de tensión, para que pague las instalaciones realmente utilizadas, por ellos se propone un texto más preciso.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Se considerará la redacción propuesta y con el fin de ilustrar los niveles de tensión se agregarán a este artículo dichos niveles, que se indicarán de la siguiente forma: “(230 kV, 138 kV y 69 kV)”, por lo cual no serán descritos en el art. 173.
173	Artículo 173. Cargos Unitarios de Transmisión. Los cargos unitarios de transmisión se calcularán por nivel de tensión (230 kV, 138 kV y 69 kV) y corresponden al valor mensual en dólares por kilowatt de demanda máxima en punta que deben pagar los agentes conectados directamente a ese nivel de tensión, así como aquellos agentes conectados a los niveles inferiores que hacen uso de ese nivel de tensión. Para el cómputo de las demandas máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las demandas en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. Los cargos unitarios de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los cargos unitarios mensuales se calculan a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales.	Con esta redacción se refuerza el principio de jerarquía en el uso de la red de transmisión, es decir, quien se conecta a 69 kV y usa la red de 138 kV, también paga por esta última. Se propone una fórmula que aplique para los 3 niveles de tensión, en lugar de hacer una fórmula para cada uno, de esa forma se simplifica el artículo y deja abierta la posibilidad de considerar niveles de tensión diferentes, por si algún día se utilizan niveles adicionales. Se propone que los cálculos se expresen en dólares, no en Lempiras, ya que el mismo artículo así lo dice y hace referencia al Artículo 7 para la conversión a lempiras. Se sugiere que la CREE analice el uso de demanda máxima en punta como base de reparto ya que puede penalizar a usuarios con carga más estable fuera de punta y por tanto, debería considerar usar la demanda máxima coincidente o una ponderación de demanda versus consumo de energía.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Se considerará la propuesta del empleo de una fórmula única, aplicable a los tres niveles de tensión, permitiendo con ello condensar el artículo sin perder su contenido esencial. Adicionalmente, se incorporará una ligera modificación con el fin de mantener la naturaleza de la sumatoria: $CuT_{n,t} = \frac{IRT_{n,t} - IVT_{n,t} + DIFCAT_{n,t-1}}{\sum_{i=nivel inferior}^n P_{i,t}}$ $P_{i,t}$ es la suma de las demandas máximas mensuales en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados al nivel de tensión n, donde $i = nivel inferior del SPT$ hasta el nivel n, en kW, en el año t. Las definiciones de los términos restantes se mantienen iguales. Adicionalmente, se incorporó un texto con el fin de cumplir con la Norma de Sistemas de Almacenamiento. Con respecto a la utilización de la demanda máxima en punta como base de reparto, es importante señalar que, dado el impacto que tendría en varias secciones del Reglamento de Tarifas una posible modificación de dicha demanda y considerando la información de demandas con la que se cuenta actualmente, se propondrá, en

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	Los cargos unitarios se calcularán por nivel de tensión (n) acuerdo con la siguiente fórmula: $CuT_{n,t} = \frac{IRT_{n,t} - IVT_{n,t} + DIFCAT_{n,t-1}}{\sum_{i=n}^{nivel inferior} P_{i,t}}$ Donde: CuT_{n,t} es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en dólares/kW-mes, en el año <i>t</i>. IRT_{n,t} es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en dólares, en el año <i>t</i>. IVT_{n,t} es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas para el nivel de tensión n, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en dólares, en el año <i>t</i>. P_{i,t} es la suma de las demandas máximas en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados al nivel de tensión <i>i</i>, donde <i>i</i> = <i>n</i> hasta los niveles inferiores, en kW, en el año <i>t</i>. DIFCAT_{n,t-1} es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión <i>n</i>, observada en el año <i>t</i> – 1, en dólares, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de			conjunto con el operador del sistema y más adelante, realizar un análisis de una nueva alternativa de base de reparto.

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero.			
174	Artículo 174. Cargos por Peajes de Transmisión. La responsabilidad de los Agentes del MEN en los costos del sistema principal de transmisión (SPT) es función de los niveles de tensión que se usan. Para el Cálculo Tarifario, los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{230} = CuT_{230}$ Donde: PuT_{230} es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en dólares/kW mes. Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 138 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{138} = CuT_{230} + CuT_{138}$ Donde: PuT_{138} es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 138 kV, en dólares/kW mes.	Nuevamente se refuerza el concepto de uso jerárquico de la red de transmisión. Se propone que los cálculos se expresen en dólares, no en Lempiras, ya que aplica el artículo 7 para la conversión a lempiras.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Se considerará la redacción propuesta.

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 69 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{69} = CuT_{230} + CuT_{138} + CuT_{69}$ Donde: PuT_{69} es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 69 kV, en dólares/kW mes.			
175	Artículo 175. Liquidación Mensual de los Peajes. El ODS liquidará a cada Agente los cargos por peajes de transmisión que le corresponde pagar según el nivel de tensión al cual se encuentra conectado por la demanda máxima en punta. Estos cargos serán incluidos en el Informe de Operación del Mercado mensual y calculados según la formula siguiente: $CP_{i,h,m} = PuT_h \times DMax_{i,h,m}$ Donde: $CP_{i,h,m}$ es el cargo por peaje para el Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m.	Mejora de redacción para una mejor comprensión del artículo.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Se considerará como parte de la propuesta de redacción. Es importante aclarar que la liquidación se realiza de manera mensual y que los cargos deben incluirse en el Informe de Transacciones Comerciales, conforme al Artículo 9 de la Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad. En función de esto, la redacción será la siguiente. <i>“El ODS liquidará mensualmente a cada Agente los peajes de transmisión aplicando los cargos según su nivel de tensión por su demanda máxima en punta.</i> <i>Estos cargos serán incluidos en el Informe de Transacciones Comerciales y calculados según la fórmula siguiente: “</i>

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	PuT_h es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en el nivel de tensión h. $DMax_{i,h,m}$ es la demanda Máxima en Punta del Sistema del Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m.			
176	Artículo 176. Actualización anual de los Peajes de Transmisión. Anualmente se ajustarán los Peajes de Transmisión, dicho procedimiento implica en primer lugar, la actualización del IRT_t del Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en función de un factor de actualización que considera la evolución de: ▪ Índice de Precios al Consumo ▪ Evolución del tipo de cambio ▪ Costo del cobre ▪ Costo del aluminio La actualización del $IRT_{n,t}$ se realizará por medio de la siguiente fórmula: $IRT_{n,t} \times FAUC$ Donde: $IRT_{n,t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión para el nivel tensión n, en dólares, en el año t.	Siendo consistentes con el artículo 173 y la propuesta de aplicar una fórmula para los 3 niveles de tensión, se proponen ajustes en la redacción. Se propone que los cálculos se expresen en dólares, no en Lempiras, ya que el mismo artículo así lo dice y hace referencia al Artículo 7 para la conversión a lempiras.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Se incluirá dentro del artículo el subíndice “n”. Se considerará la propuesta en la mejora de redacción en el penúltimo párrafo.

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	FAUC es el Factor de Actualización de UC, el cual se define el artículo 177. Posteriormente, se procederá a actualizar el CuT para el nivel de tensión n, utilizando los valores del IRT actualizados según el procedimiento del artículo 173. Finalmente, se actualizan los PuT, aplicando los CuT actualizados, tal como se establece en el artículo 174. Los valores de IVT, las demandas máximas (P_h) y la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación (DIFCAT) para cada nivel de tensión se actualizarán anualmente con base en el año anterior. Estas actualizaciones dependerán de las condiciones operativas del sistema eléctrico nacional.			
"177	Artículo 177. Formulación matemática del Factor de Actualización de UC. La formulación matemática de la paramétrica de ajuste del valor de las UC es la siguiente: $FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPcal_t}{IPcal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$ Donde: FAUC Factor de actualización de UC.	Se realiza mejoras de redacción para una mejor comprensión de los datos de la fórmula.	Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR)	Se considerarán algunas mejoras de redacción y se mantendrán los índices del precio de aluminio y cobre, con el objetivo de tener una mejor representatividad de la estructura de costos de la empresa de transmisión. Además, con el fin de armonizar la fórmula de actualización con la Normativa de Almacenamiento de Energía, recientemente publicada, la fórmula será la siguiente: $FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPal_t}{IPal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_5 \times \frac{IPbat_t}{IPbat_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$ Donde: ∂₅ Coeficiente de participación del insumo principal de la tecnología de los Sistemas de Almacenamiento de Energía instalada en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas.

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	θ_1 Coeficiente de participación del costo de los insumos de procedencia nacional en el factor de ajuste del peaje de transmisión (sin incluir los componentes cobre y aluminio). θ_2 Coeficiente de participación del costo de los insumos de procedencia extranjera (sin incluir los componentes cobre y aluminio) en el factor de ajuste del peaje de transmisión. θ_3 Coeficiente de participación del costo del cobre en el factor de ajuste del peaje de transmisión. θ_4 Coeficiente de participación del costo del aluminio en el factor de ajuste del peaje de transmisión. IPC_t Índice de precios al consumo del período t. $IPDC_0$ Índice de precios al consumo del período base (0). TC_t Tipo de cambio del período t. TC_0 Tipo de cambio del período base (0).			$IPbat_t$ Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período t. $IPbat_0$ Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período base (0).

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	$IPcu_t$ Índice de precios del cobre del período t. $IPcu_0$ Índice de precios del cobre del período base (0). $IPal_t$ Índice de precios del aluminio del período t. $IPal_0$ Índice de precios del aluminio del período base (0). Las ponderaciones de cada índice en la fórmula serán aprobadas por la CREE con base en la propuesta presentada por la Empresas Transmisora.			
173	Artículo 173. Cargos Unitarios de Transmisión. Los cargos unitarios de transmisión surgen de dividir la diferencia entre el Ingreso Requerido y el IVT, definido en el Artículo 161, por la demanda máxima de referencia anual, en cada nivel de tensión. Para el cómputo de las demandas máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las demandas en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. Los cargos unitarios de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los cargos unitarios mensuales se calculan a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales. Los cargos unitarios para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:	Justificación modificación Artículo 173 Reglamento de Tarifas Se realiza la modificación, atendiendo al cambio en la definición de demanda máxima de los agentes. Justificación modificación Artículo 19 de la Norma Técnica de Potencia Firme Se propone la modificación de este artículo con el objetivo de armonizar los criterios establecidos en la Norma Técnica de Potencia Firme y el Reglamento de Tarifas en lo relativo al tratamiento de la demanda máxima anual de un Agente. Asimismo, se considera una mejor señal que el requerimiento de Potencia Firme de los Agentes sea evaluado durante un conjunto de horas y no únicamente en una hora específica, dado que podría ocurrir que la demanda del Agente en el momento de máximo requerimiento de potencia del sistema no refleje su consumo real máximo. Esta situación podría derivar en una señal inadecuada para la contratación de	Centro Nacional de Despacho (CND)	Dado el impacto que tendría una modificación de este tipo en varias secciones del Reglamento de Tarifas, y dado que esta consulta pública se centra en artículos relacionados con los peajes de transmisión, no es posible modificar dicho reglamento en este momento. Sin embargo, se reconoce la necesidad de armonizar este reglamento con la Norma Técnica de Potencia Firme, por lo que se prevé realizar, más adelante y en conjunto con el operador del sistema, un análisis de una nueva alternativa de base de reparto (definición de demanda máxima de agentes).

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	Donde: $CuT_{230;t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en Lempiras/kW-mes, en el año t. $IRT_{230;t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión de 230 kV, en Lempiras, en el año t. $IVT_{230;t}$ es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 230 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en Lempiras, en el año t. $P_{230;t}$ es la suma de las demandas máximas de referencia anual prevista de los Agentes del Mercado conectados a 230 kV, en kW, en el año t. $P_{138;t}$ es la suma de las demandas máximas de referencia anual prevista de los Agentes del Mercado conectados a 138 kV, en kW, en el año t. $P_{69;t}$ es la suma de las demandas máximas de referencia anual prevista de los Agentes del Mercado conectados a 69 kV, en kW, en el año t. $DIFCAT_{230;t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión 230 kV, observada en el año t-1, en Lempiras, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el	Potencia Firme por parte del Agente en el año de estudio, al no existir la obligación de respaldar la totalidad de su demanda mediante contrato. Con este mecanismo, se espera que los Agentes Consumidores cuenten con mayor certeza respecto a la potencia que deben contratar y se minimice el riesgo de incurrir en un desvío de potencia.		

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero. MODIFICACIÓN ARTÍCULO 19 DE LA NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME Donde Pmaxsist es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico, N es el número total de agentes distribuidores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y Dmaxi es la demanda máxima del agente i en el período crítico del sistema, y fci es el factor de contribución de ese agente. El producto fci x Dmaxi es la demanda del agente considerado, en el momento del máximo requerimiento proyectado de potencia del SIN dentro del período crítico. El requerimiento de potencia firme del agente será el máximo entre el producto fci x Dmaxi y la demanda promedio del agente en el periodo punta correspondiente a las horas en las que la demanda del sistema es mayor al 90% de la demanda máxima anual del sistema, más las correspondientes pérdidas en las redes, e incrementado por el margen de reserva que será establecido por la CREE. $RF_i = (1+M) \times (\max [fCi \times D_{maxi}, D_{prom_punta}]) / (\text{divisor de pérdidas})$			
175	Artículo 175. Liquidación Mensual de los Peajes. En forma mensual, el ODS liquidará los peajes a cada Agente como el producto de los cargos por peajes de transmisión correspondientes a su nivel de tensión por la demanda máxima de referencia mensual, en el mes transcurrido.	Justificación modificación Artículo 173 Reglamento de Tarifas Se realiza la modificación, atendiendo al cambio en la definición de demanda máxima de los agentes. Justificación modificación Artículo 23 de la Norma Técnica de Potencia Firme	Centro Nacional de Despacho (CND)	Ver respuesta del artículo 173

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	$CP_{i,h,m} = PuT_h \times DMax_{i,h,m}$ Donde: $CP_{i,h,m}$ es el cargo por peaje para el Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m. PuT_h es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en el nivel de tensión h. $DMax_{i,h,m}$ es la demanda máxima de referencia mensual del Sistema del Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m. MODIFICACIÓN ARTÍCULO 23 NORMA TÉCNICA DE POTENCIA FIRME Artículo 23. Determinación del requerimiento de potencia firme mensual de los agentes compradores. Cada mes, el Operador del Sistema verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado y tomará el mayor de los valores entre su demanda máxima en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes y la demanda promedio del agente en el periodo punta correspondiente a las horas en las que la demanda del sistema es mayor al 90% de la demanda máxima del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el Operador del Sistema hará la verificación para esos mismos valores y tomará el mayor de ellos durante la porción del mes en que el agente comprador haya estado en operación.	Se propone la modificación de este artículo con el objetivo de armonizar los criterios establecidos en la Norma Técnica de Potencia Firme y el Reglamento de Tarifas en lo relativo al tratamiento de la demanda máxima anual de un Agente. Asimismo, se considera una mejor señal que el requerimiento de Potencia Firme de los Agentes sea evaluado durante un conjunto de horas y no únicamente en una hora específica, dado que podría ocurrir que la demanda del Agente en el momento de máximo requerimiento de potencia del sistema no refleje su consumo real máximo. Esta situación podría derivar en una señal inadecuada para la contratación de Potencia Firme por parte del Agente en el año de estudio, al no existir la obligación de respaldar la totalidad de su demanda mediante contrato. Con este mecanismo, se espera que los Agentes Consumidores cuenten con mayor certeza respecto a la potencia que deben contratar y se minimice el riesgo de incurrir en un desvío de potencia.		

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	El Operador, habiendo tomado el mayor de los valores de las demandas registradas de conformidad a lo establecido en el párrafo anterior, este será incrementado para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolo entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior e incrementado por el margen de reserva reglamentario. Si la contribución de un agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes, fue mayor que el requerimiento de potencia firme que el Operador del Sistema había determinado para ese agente en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, el Operador del Sistema tomará como su requerimiento de potencia firme del mes la contribución real de este agente al máximo requerimiento de potencia del sistema, incrementada por el margen de reserva. En caso contrario, su requerimiento de potencia firme del mes será el valor de requerimiento de potencia firme que el Operador del Sistema haya determinado para ese agente en dicho informe.			
4	Artículo 4. Definiciones. Cargo Unitario de Transmisión: Son los cargos por unidad de potencia que remuneran el sistema de transmisión en el nivel de tensión que corresponda. Demanda Máxima de referencia anual: Es el mayor de los valores entre la demanda promedio anual del Agente en el bloque horario punta y el producto de la Demanda máxima del agente en el periodo crítico del sistema y el factor de contribución de ese agente estimado para el Informe Anual de Requerimiento de Potencia Firme.	Actualmente, se identifica una inconsistencia en el Marco Regulatorio en relación con la evaluación de la demanda de los Agentes en el Periodo Punta, conforme lo establecido en el Reglamento de Tarifas, y el requerimiento de potencia de los Agentes según lo dispuesto en la Norma Técnica de Potencia Firme, dado que ambos instrumentos definen criterios distintos para identificar la demanda máxima del agente. Estos criterios pueden derivar en valores significativamente diferentes, ya que, en el caso del Requerimiento de Potencia de los Agentes, la evaluación se realiza en el periodo crítico, que corresponde al de mayor exigencia del sistema, momento en el cual la capacidad de potencia disponible es menor; mientras que el Periodo Punta se define únicamente en función de la demanda del sistema, sin considerar si dicho sistema se encuentra exigido o no.	Centro Nacional de Despacho (CND)	Ver respuesta del artículo 173

No. Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta
	Demanda Máxima de referencia mensual: Es el mayor de los valores entre la demanda promedio mensual del Agente en el bloque horario punta y la demanda del Agente en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Peaje de Transmisión: Es la tarifa que deben pagar los usuarios conectados en un determinado nivel de tensión. Sistema de Transmisión en 69 kV: Incluye la red de 69 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 69 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 69 kV. Sistema de Transmisión en 138 kV: Incluye la red de 138 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 138 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 138 kV. Sistema de Transmisión en 230 kV: Incluye la red de 230 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 230 kV.	Por lo anterior, con el propósito de armonizar criterios entre los mecanismos de cálculo regulatorio y evitar que exista una diferencia sustancial en el tratamiento de la demanda de un Agente Consumidor Regulado que eventualmente podría convertirse en un Consumidor Calificado, se propone un mecanismo que compara las demandas resultantes de aplicar ambos criterios para la identificación de las demandas anuales, el cual es denominado como Demanda Máxima de Referencia Anual. Asimismo, se plantea una modificación en la evaluación de las demandas en el Periodo Punta. En lugar de que esta se limite a la demanda registrada en un instante específico, correspondiente a una hora, se considera más prudente que dicha demanda sea calculada como el promedio de la demanda registrada durante todo el Periodo Punta. Este criterio, de igual manera, sería contrastado con la demanda del agente en el periodo crítico.		

Anexo II. Versión final

Esta sección muestra la versión final de las modificaciones incorporando la retroalimentación de los participantes de la consulta pública.

Original	Modificación	Revisión Final
Artículo 4. Definiciones. Peaje de Transmisión: Es la parte de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión cuyo pago es realizado por los Agentes, en función de su potencia máxima.	Artículo 4. Definiciones. Cargo Unitario de Transmisión: Son los cargos por unidad de potencia que remuneran el sistema de transmisión en el nivel de tensión que corresponda. Demanda Máxima en Punta: Es la demanda máxima mensual del Agente en el bloque horario punta. Peaje de Transmisión: Es la tarifa que deben pagar los usuarios conectados en un determinado nivel de tensión. Sistema de Transmisión en 69 kV: Incluye la red de 69 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 69 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 69 kV. Sistema de Transmisión en 138 kV: Incluye la red de 138 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 138 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 138 kV. Sistema de Transmisión en 230 kV: Incluye la red de 230 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 230 kV.	Artículo 4. Definiciones. Cargo Unitario de Transmisión: Son los cargos por unidad de potencia que remuneran el sistema de transmisión en el nivel de tensión que corresponda. Demanda Máxima en Punta: Es la demanda máxima mensual del Agente en el bloque horario punta. Peaje de Transmisión: Es la tarifa que deben pagar los usuarios conectados en un determinado nivel de tensión. Sistema de Transmisión en 69 kV: Incluye la red de 69 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 69 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 69 kV. Sistema de Transmisión en 138 kV: Incluye la red de 138 kV, las subestaciones de transmisión con nivel de tensión secundario 138 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 138 kV. Sistema de Transmisión en 230 kV: Incluye la red de 230 kV y todas aquellas subestaciones de transmisión que tengan como único nivel de tensión 230 kV.
Artículo 172. Nivel de agregación. Los Peajes de Transmisión serán calculados por la CREE con base anual y por instalación del Sistema Principal de Transmisión. Se entiende por instalación a las líneas de transmisión asociadas a los diferentes niveles de Alta Tensión y a las subestaciones transformadoras correspondientes, excluyendo elementos y equipos con conexión a Media Tensión.	Artículo 172. Nivel de agregación. Los Peajes de Transmisión serán calculados por la CREE con base anual y para los distintos niveles de tensión. Se entiende por instalación a las líneas de transmisión asociadas a los diferentes niveles de Alta Tensión y a las subestaciones transformadoras correspondientes, excluyendo elementos y equipos con conexión a Media Tensión.	Artículo 172. Nivel de agregación. Los Peajes de Transmisión serán calculados por la CREE con base anual y para los distintos niveles de tensión (230 kV, 138 kV y 69 kV) agrupando instalaciones funcionalmente equivalentes del Sistema Principal de Transmisión.

Original	Modificación	Revisión Final
Artículo 173. Forma de cálculo de los Peajes de Transmisión. Los Peajes de Transmisión surgen de dividir la diferencia entre el Ingreso Requerido y el IVT, definido en el Artículo 161, por la potencia máxima registrada. Para el cómputo de las potencias máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las potencias en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. Los peajes de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los peajes mensuales, es decir los cargos unitarios, se calculan, a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales. Para el Cálculo Tarifario, los peajes unitarios para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $Pu_{T230} = \frac{IR_{T230} - IVT_{T230}}{P_1 + P_2 + P_3 + P_4}$ Donde: Pu_{T230}: Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de la red Principal de Transmisión de 230 kV, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia. IR_{T230}: Doceava parte del Ingreso Requerido para la red de Transmisión de 230 kV, calculado conforme metodología del CAPÍTULO 2 de este título. IVT_{T230}:Doceava parte del IVT previsto para cada año del Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 230 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos a la Fecha de Referencia.	Artículo 173. Cargos Unitarios de Transmisión. Los cargos unitarios de transmisión surgen de dividir la diferencia entre el Ingreso Requerido y el IVT, definido en el Artículo 161, por la demanda máxima en punta, en cada nivel de tensión. Para el cómputo de las demandas máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las demandas en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. Los cargos unitarios de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los cargos unitarios mensuales se calculan a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales. Para el Cálculo Tarifario: Los cargos unitarios para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $CuT_{230;t} = \frac{IRT_{230;t} - IVT_{230;t} + DIFCAT_{230;t-1}}{P_{230;t} + P_{138;t} + P_{69;t}}$ Donde: $CuT_{230;t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en Lempiras/kW-mes, en el año t. $IRT_{230;t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión de 230 kV, en Lempiras, en el año t. $IVT_{230;t}$ es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 230 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en Lempiras, en el año t. $P_{230;t}$ es la suma de las demandas máximas en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados a 230 kV, en kW, en el año t. $P_{138;t}$ es la suma de las demandas máximas previstas en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados a 138 kV, en kW, previstas en el año t.	Artículo 173. Cargos Unitarios de Transmisión. Los cargos unitarios de transmisión se calcularán por nivel de tensión y corresponden al valor mensual en dólares por kilowatt de demanda máxima en punta que deben pagar los agentes conectados directamente a ese nivel de tensión, así como aquellos agentes conectados a los niveles inferiores que hacen uso de ese nivel de tensión. Para el cómputo de las demandas máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las demandas en forma anual con base en la información suministrada por el ODS. La actualización de los cargos unitarios mensuales se calcula a fines de diciembre de cada año, en función de los IR e IVT anuales. Los cargos unitarios se calcularán por nivel de tensión (n) de acuerdo con la siguiente fórmula: $CuT_{n;t} = \frac{IRT_{n;t} - IVT_{n;t} + DIFCAT_{n;t-1}}{\sum_{i=nivel inferior}^n P_{i;t}}$ Donde: $CuT_{n;t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en dólares/kW-mes, en el año t. $IRT_{n;t}$ es el IRT para el Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en dólares, en el año t. $IVT_{n;t}$ es el IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas para el nivel de tensión n, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en dólares, en el año t. $P_{i,t}$ es la suma de las demandas máximas mensuales en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados al nivel de tensión n, en los distintos puntos de retiro donde $i = nivel de tensión inferior del SPT$ hasta el nivel n, en kW, en el

Original	Modificación	Revisión Final
P_1: Suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para los Agentes del Mercado conectados a 230 kV. P_2: Suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 230 kV P_3: Suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/34.5 kV medidas en la barra de 230 kV. P_4: Suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/13.8 kV medidas en la barra de 230 kV. Para las subestaciones de transformación de 230/138, los Peajes unitarios se calculan con base en la siguiente fórmula: $Pu_{T230/138_0} = \frac{IR_{T230/138}}{P_5}$ Donde: $Pu_{T230/138_0}$: Peaje de Transmisión mensual correspondiente uso de las subestaciones de transmisión 230/138 kV, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia. $IR_{T230/138}$: Doceava parte del IR para las subestaciones de transformación de 230/138 kV, calculado conforme metodología del CAPÍTULO 2. P_5: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 138 kV. Los Peajes unitarios para líneas de 138 kV se calculan de la siguiente manera:	$P_{69;t}$ es la suma de las demandas máximas en el bloque horario punta previstas para los Agentes del Mercado conectados a 69 kV, en kW, previstas en el año t. $DIFCAT_{230;t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión 230 kV, observada en el año $t - 1$, en Lempiras, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero. Los cargos unitarios para líneas de Tensión de 138 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $CuT_{138;t} = \frac{IRT_{138;t} - IVT_{138;t} + DIFCAT_{138;t-1}}{P_{138;t} + P_{69;t}}$ Donde: $CuT_{138;t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 138 kV, en Lempiras/kW mes, en el año t. $IRT_{138;t}$ es la doceava parte del IRT para la red de Transmisión de 138 kV, en Lempiras, en el año t. $IVT_{138;t}$ es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 138 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en Lempiras, en el año t. $DIFCAT_{138;t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión 138 kV, observada en el año $t - 1$, en Lempiras, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero.	año t. Dentro de esta suma se debe descontar la potencia de carga en horario punta de los SAE de transmisión conectados en los distintos niveles de tensión del SPT. $DIFCAT_{n;t-1}$ es la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión n, observada en el año $t - 1$, en dólares, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero.

Original	Modificación	Revisión Final
$Pu_{T138_0} = \frac{IR_{T138} - IVT_{138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$ Donde: Pu_{T138_0}: Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de la red de Transmisión de 138 kV en Lempiras/kW mes, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia IR_{T138}: Doceava parte del Ingreso Requerido para la red de 138 Kv. IVT_{T138}: Doceava parte del del IVT previsto para instalaciones de líneas de 138 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos a la Fecha de Referencia. P_6: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para los Agentes del Mercado conectados a 138 kV P_7: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 138 kV. P_8: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/34.5 kV medidas en la barra de 138 kV P_9: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/13.8 kV medidas en la barra de 138 kV Para las subestaciones de transformación de 138/69 kV los Peajes unitarios se calculan con base en la siguiente fórmula: $Pu_{T138/69_0} = \frac{IR_{T138/69}}{P_{10}}$	Los cargos unitarios para líneas de Tensión de 69 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $CuT_{69;t} = \frac{IRT_{69;t} - IVT_{69;t} + DIFCAT_{69;t-1}}{P_{69;t}}$ Donde: $CuT_{69;t}$ es el Cargo Unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 69 kV, en Lempiras/kW mes, en el año t. $IRT_{69;t}$ es la doceava parte del IRT para la red de Transmisión de 69 kV, en Lempiras, en el año t. $IVT_{69;t}$ es la doceava parte del IVT previsto para el Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 69 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos, en Lempiras, en el año t. $DIFCAT_{69;t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación para la instalación de transmisión en el nivel de tensión 69 kV, observada en el año $t - 1$, en Lempiras, de acuerdo con lo informado por el ODS. Esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. En el primer año de aplicación del Reglamento de Tarifas, este valor es igual a cero.	

Original	Modificación	Revisión Final
$Pu_{T138/69_0}$: Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de las subestaciones de transmisión 138/69 kV, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia $IR_{T138/69}$: Doceava parte del IR para las subestaciones de transformación de 138/69 Kv P_{10}: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 69 kV Los Peajes unitarios para líneas de 69 kV se calculan de la siguiente manera: $Pu_{T69_0} = \frac{IR_{T69} - IVT_{69}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$ Donde: Pu_{T69_0}: Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de la red de Transmisión de 69 kV en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia IR_{T69}: Doceava parte del IR para la red de 69 kV. IVT_{T69}: Doceava parte del IVT para instalaciones de líneas de 69 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos a la Fecha de Referencia. P_{11}: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para los Agentes del MEN conectados a 69 kV P_{12}: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 69/34.5 kV medidas en la barra de 69 kV. P_{13}: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 69/13.8 kV		

Original	Modificación	Revisión Final
medidas en la barra de 69 kV		
Artículo 174. Cargos por Peajes de Transmisión. La responsabilidad de los Agentes del MEN en los costos del sistema principal de transmisión (SPT) es función del nivel de tensión que usan: Para los costos de los niveles de tensión superiores al nivel de tensión en que están conectados, es función de su potencia máxima para el período de punta; Para los costos del nivel de tensión en que están conectados, es función de su potencia máxima.	Artículo 174. Cargos por Peajes de Transmisión. La responsabilidad de los Agentes del MEN en los costos del sistema principal de transmisión (SPT) es función del nivel de tensión que usan. Para el Cálculo Tarifario, los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{230} = CuT_{230}$ Donde: <i>PuT₂₃₀</i> es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en Lempiras/kW mes. Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 138 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{138} = CuT_{230} + CuT_{138}$ Donde: <i>PuT₁₃₈</i> es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 138 kV, en Lempiras/kW mes. Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 69 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{69} = CuT_{230} + CuT_{138} + CuT_{69}$ Donde: <i>PuT₆₉</i> es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 69 kV, en	Artículo 174. Cargos por Peajes de Transmisión. La responsabilidad de los Agentes del MEN en los costos del sistema principal de transmisión (SPT) es función de los niveles de tensión que se usan. Para el Cálculo Tarifario, los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{230} = CuT_{230}$ Donde: <i>PuT₂₃₀</i> es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 230 kV, en dólares/kW-mes. Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 138 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{138} = CuT_{230} + CuT_{138}$ Donde: <i>PuT₁₃₈</i> es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 138 kV, en dólares/kW-mes. Los peajes de transmisión para líneas de Tensión de 69 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula: $PuT_{69} = CuT_{230} + CuT_{138} + CuT_{69}$ Donde: <i>PuT₆₉</i> es el peaje unitario de Transmisión mensual

Original	Modificación	Revisión Final
	Lempiras/kW mes.	correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en 69 kV, en dólares/kW-mes.
CAPÍTULO 4. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO Y LA LIQUIDACIÓN MENSUAL DE LOS CARGOS POR PEAJE	CAPÍTULO 4. PROCEDIMIENTO PARA LA LIQUIDACIÓN MENSUAL DE LOS CARGOS POR PEAJE Y PARA SU ACTUALIZACIÓN ANUAL	CAPÍTULO 4. PROCEDIMIENTO PARA LA LIQUIDACIÓN MENSUAL DE LOS CARGOS POR PEAJE Y PARA SU ACTUALIZACIÓN ANUAL
Artículo 175. Cargos por Peajes de Transmisión. En forma mensual, el ODS calculará y liquidará el cargo a pagar por cada Agente del MEN con base en la demanda máxima mensual registrada conforme los criterios definidos en Artículo 174. Para usuarios en 230 kV los Cargos por Peaje (CP) son: $CP_{230} = Pu_{T230} \text{ Lempiras/kW mes}$ Para los agentes del MEN en 138kV los CP se componen de los siguientes peajes. $CP_{138} = Pu_{T230} * Ca_1 + Pu_{T230/138} * Ca_2 + Pu_{T138}$ Donde: Ca_1: es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la red de 230 kV a niveles de 138 kV. $Ca_1 = \frac{P_2}{P_6+P_7+P_8+P_9}$ Ca_2: es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la transformación entre los niveles de 230 y 138 kV a niveles de 138 kV.	Artículo 175. Liquidación Mensual de los Peajes. En forma mensual, el ODS calculará y liquidará los peajes a cada Agente como el producto de los cargos por peajes de transmisión correspondientes a su nivel de tensión por la demanda máxima en punta, en el mes transcurrido. $CP_{i,h,m} = PuT_h \times DMax_{i,h,m}$ Donde: $CP_{i,h,m}$ es el cargo por peaje para el Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m. PuT_h es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en el nivel de tensión h. $DMax_{i,h,m}$ es la demanda Máxima en Punta del Sistema del Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m.	Artículo 175. Liquidación Mensual de los Peajes. El ODS liquidará mensualmente a cada Agente los peajes de transmisión aplicando los cargos según su nivel de tensión por su demanda máxima en punta. Estos cargos serán incluidos en el Informe de Transacciones Comerciales y calculados según la formula siguiente: $CP_{i,n,m} = PuT_n \times DMax_{i,n,m}$ Donde: $CP_{i,n,m}$ es el cargo por peaje para el Agente i por punto de retiro, conectado al nivel de tensión n, para el mes m. PuT_n es el peaje unitario de Transmisión mensual correspondiente al uso del Sistema de Transmisión en el nivel de tensión n. $DMax_{i,n,m}$ es la demanda Máxima en Punta del Sistema del Agente i por punto de retiro, conectado al nivel de tensión n, para el mes m.

Original	Modificación	Revisión Final
$Ca_2 = \frac{P_5}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$ Para las demandas en 69 kV los CP se componen de lo siguientes peajes. $CP_{69} = Pu_{T230} * Ca_1 + \frac{Pu_{T230}}{138} * Ca_2 + Pu_{T138} * Ca_3 + \frac{Pu_{T138}}{69} * Ca_4 + Pu_{T69}$ Donde: Ca_3 es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la red de 138 kV a niveles de 69 kV. $Ca_3 = \frac{P_9}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$ Ca_4 es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la transformación entre los niveles de 138 kV a niveles de 69 kV. $Ca_4 = \frac{P_{10}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$		
Artículo 176. Ajuste periódico anual de los Peajes de transmisión. Anualmente, la CREE ajustará los Peajes de Transmisión con base en las siguientes fórmulas: $Pu_{Ti,t} = \frac{IR_{Ti,t} - IVT_{Ti,t} + DIFCAT_{Ti,t-1}}{\sum_{i=1}^j P_i}$ Donde: $Pu_{Ti,t}$: Peaje de Transmisión mensual para el año t correspondiente al uso de la instalación de transmisión Ti, en Lempiras/kW mes $IR_{Ti,t}$: es la doceava parte del IR para el año t para la instalación de transmisión Ti, en Lempiras $IVT_{Ti,t}$: es la doceava parte del IVT previsto para el año t	Artículo 176. Actualización anual de los Peajes de Transmisión. Anualmente se ajustarán los Peajes de Transmisión, dicho procedimiento implica en primer lugar, la actualización del IRT_t en cada nivel de tensión en función de un factor de actualización que considera la evolución de: • Índice de Precios al Consumo • Evolución del tipo de cambio • Costo del cobre • Costo del aluminio La actualización del $IRT_{h,t}$ se realizará por medio de la siguiente fórmula: $IRT_{h,t} \times FAUC$ Donde:	Artículo 176. Actualización anual de los Peajes de Transmisión. Anualmente se ajustarán los Peajes de Transmisión, dicho procedimiento implica en primer lugar, la actualización del $IRT_{n,t}$ del Sistema de Transmisión para el nivel de tensión n, en función de un factor de actualización que considera la evolución de: • Índice de Precios al Consumo • Evolución del tipo de cambio • Costo del cobre • Costo del aluminio • Costos relacionados con Sistemas de Almacenamiento de Energía La actualización del $IRT_{n,t}$ se realizará por medio de la siguiente fórmula: $IRT_{n,t} \times FAUC$

Original	Modificación	Revisión Final
para la instalación de transmisión T_i, en Lempiras de acuerdo a lo informado por el ODS $DIFCAT_{t-1}$ es la doceava parte de la diferencia entre los pagos y la facturación prevista para la instalación de transmisión T_i, durante el año $t-1$, en Lempiras de acuerdo a lo informado por el ODS. Esta diferencia surge de dos componentes: 1) diferencias en la demanda máxima verificada respecto de la prevista; 2) diferencias en los IVT verificados respecto de los previstos. Adicionalmente esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER. $\sum_{i=1}^j P_i$ es la sumatoria de las potencias máximas en el bloque horario punta para para la instalación de transmisión T_i, en kW de acuerdo a lo informado por el ODS El $IR_{Ti,t}$ resulta del siguiente ajuste anual: $IR_{Ti,t} = IR_{Ti,t-1} \times (1 + \Delta IPC)$ Donde: $IR_{Ti,t}$: es la doceava parte del IR del período t para la instalación de transmisión T_i, en Lempiras $IRTi_{t-1}$: es la doceava parte del IR del período para la instalación de transmisión T_i, en Lempiras ΔIGP: Variación del Índice de Precios al Consumo, entre el período $t-1$ y t	$IRT_{h,t}$ es la doceava parte del IRT para el Sistema de Transmisión en cada nivel tensión h, en Lempiras, en el año t. $FAUC$ es el Factor de Actualización de UC, el cual se define el artículo 177. Posteriormente, se procede a actualizar los CuT en cada nivel de tensión, utilizando los valores del IRT actualizados según el procedimiento del artículo 173. Finalmente, se actualizan los PuT, aplicando los CuT actualizados, tal como se establece en el artículo 174. Los valores de IVT, las demandas máximas (P_h) y la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación ($DIFCAT$) para cada nivel de tensión se actualizarán anualmente con base en el año anterior. Estas actualizaciones dependerán de las condiciones operativas del sistema eléctrico nacional.	Donde: $IRT_{n,t}$ es el IRT para el Sistema de Transmisión para el nivel tensión n, en dólares, en el año t. $FAUC$ es el Factor de Actualización de UC, el cual se define en el artículo 177 del Reglamento de Tarifas. Posteriormente, se procederá a actualizar el CuT para el nivel de tensión n, utilizando los valores del IRT actualizados según el procedimiento del artículo 173 del Reglamento de Tarifas. Finalmente, se actualizan los PuT, aplicando los CuT actualizados, tal como se establece en el artículo 174 del Reglamento de Tarifas. Los valores de IVT, las demandas máximas (P_n) y la diferencia entre el ingreso previsto y la facturación ($DIFCAT$) para cada nivel de tensión se actualizarán anualmente con base en el año anterior. Estas actualizaciones variarán de acuerdo con las condiciones operativas del sistema eléctrico nacional.

Original	Modificación	Revisión Final
Artículo 177. Liquidación Mensual de los Peajes En forma mensual, el ODS liquidará los peajes a cada Agente como el producto de los cargos unitarios correspondientes a su nivel de tensión por la demanda máxima registrada, en el mes transcurrido. $CP_{i,h,m} = CP_h \times DMax_{i,h,m}$ Donde: $CP_{i,h,m}$: Cargo por peaje para el Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m $DMax_{i,h,m}$: Demanda Máxima del Agente i, conectado al nivel de tensión h, para el mes m CP_h: Cargo por peaje unitario correspondiente al nivel de tensión h.	Artículo 177. Formulación matemática del Factor de Actualización de UC. La formulación matemática de la paramétrica de ajuste del valor de las UC es la siguiente: $FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPCal_t}{IPCal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$ Donde: FAUC Factor de actualización de UC. ∂_1 Coeficiente de participación de los insumos domésticos en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_2 Coeficiente de participación de los insumos importados en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_3 Coeficiente de participación del cobre en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_4 Coeficiente de participación del aluminio en el factor de ajuste del peaje de transmisión. IPC_t Índice de precios al consumo del período t. $IPDC_0$ Índice de precios al consumo del período base (0). TC_t Tipo de cambio del período t. TC_0 Tipo de cambio del período base (0). $IPcu_t$ Índice de precios del cobre del período t. $IPcu_0$ Índice de precios del cobre del período base (0). $IPal_t$ Índice de precios del aluminio del período t.	Artículo 177. Formulación matemática del Factor de Actualización de UC. La formulación matemática de la paramétrica de ajuste del valor de las UC es la siguiente: $FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPal_t}{IPal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_5 \times \frac{IPbat_t}{IPbat_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$ Donde: FAUC Factor de actualización de UC. ∂_1 Coeficiente de participación del costo de los insumos de procedencia nacional en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_2 Coeficiente de participación del costo de los insumos de procedencia extranjera en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_3 Coeficiente de participación del costo del cobre en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_4 Coeficiente de participación del costo del aluminio en el factor de ajuste del peaje de transmisión. ∂_5 Coeficiente de participación del insumo principal de la tecnología de los Sistemas de Almacenamiento de Energía instalada en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas. IPC_t Índice de precios al consumo del período t. IPC_0 Índice de precios al consumo del período base (0). TC_t Tipo de cambio del período t.

Original	Modificación	Revisión Final
	$IPal_0$ Índice de precios del aluminio del período base (0). Las ponderaciones de cada índice en la fórmula serán aprobadas por la CREE con base en la propuesta presentada por la Empresas Transmisora.	TC_0 Tipo de cambio del período base (0). $IPcu_t$ Índice de precios del cobre del período t. $IPcu_0$ Índice de precios del cobre del período base (0). $IPal_t$ Índice de precios del aluminio del período t. $IPal_0$ Índice de precios del aluminio del período base (0). $IPbat_t$ Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período t. $IPbat_0$ Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período base (0). Las ponderaciones de cada índice en la fórmula serán aprobadas por la CREE con base en la propuesta presentada por la Empresas Transmisora.