

Panamá, 07 de enero 2025

CONSULTA PÚBLICA No.017-24-Elec

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE ALGUNOS ARTÍCULO DEL TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN; DEL TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN; Y DEL TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA, TODOS DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES.

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.**


CONSULTA PÚBLICA 017-24-ELEC-2025-PM 2:00



Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-013-25
07 de enero de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.017-24-Elec

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ALGUNOS DE LOS ARTÍCULOS DEL TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN; DEL TÍTULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN; Y DEL TÍTULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA, TODOS DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES

Estimados señores:

Por este medio, nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO OESTE, S.A.** (en adelante **EDEMET**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **Consulta Pública No.017-24**, que dispone de la propuesta de modificación de artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; Título IX: Procedimiento Tarifario por el uso y conexión del Sistema de Transmisión; y Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada.

Estas modificaciones podrían tener un impacto significativo en la estructuración y aplicación de las tarifas para las empresas del sector eléctrico aplicables al uso del sistema de transmisión ya que abordan aspectos como la determinación y aplicación de tarifas por la conexión y uso del sistema de transmisión la gestión de las pérdidas, la asignación de costos por sobre costo y la distribución de los ingresos por activos, sin tener un análisis numérico del alcance de estos artículos. En ese sentido, es importante evaluar las implicaciones de estas modificaciones y su efectividad en términos de la equidad y sostenibilidad del sistema tarifario a largo plazo.

Título VIII, Capítulo VIII.2, Artículo 171,

Artículo 171,

Donde dice:

Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.

A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean descontados del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión en el año tarifario j (IPSPAj) correspondiente, de acuerdo con el artículo 186 B de este Reglamento.

Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan ajustarse en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados a los agentes consumidores para el año calendario previo.

Propuesta EDEMET:

Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.

A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos **sean devueltos como un crédito en su facturación en proporción a los montos anuales pagados en dicho año.**

Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan **acreditarse**, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados a **cada agente consumidor** para el año calendario previo. **De igual manera, publicará el informe de estos resultados para que todos los agentes del mercado tengan visualización de estos cálculos con la posibilidad de emitir comentarios.**

Comentario EDEMET:

Esta modificación busca implementar que los costos adicionales sean devueltos a los agentes como un crédito en su facturación por medio de ajustes tal como se realizan en la actualidad en la factura de ETESA, en proporción a los montos anuales pagados en dicho año. Es importante mantener la transparencia de estos cálculos que forman parte de los costos que igualmente estarán

transfiriéndose a los clientes, por lo que es importante que el CND publique estos cálculos y sean de conocimiento de todos los agentes.

Artículo 186 A Título IX, Capítulo IX.2

Donde:

...

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, tanto asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEGyDi) como totalmente a la demanda (IPSPEDi), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEGyDj} = (\text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPEGyDi-1})/2$$

$$\text{IPSPEDj} = (\text{IPSPEDi} + \text{IPSPEDi-1})/2 + \text{CTPRj}$$

Siendo:

CTPRj: Es el Crédito Temporal Parcial por Restricción asignado totalmente a la demanda en el año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de julio de 2017 y el 30 de junio de 2021. Tiene relación única y exclusivamente con una porción de los costos por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto dicho crédito y la tasa de interés anual a reconocer.

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno IPSPEGyD e IPSPED para todo el periodo tarifario, así como un valor anual a partir de la anualización de los mismos (IPSPEGyDja e IPSPEDja).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido por los activos existentes desagregado en IPSPEGyD e IPSPED y también por nivel de tensión.

El ingreso máximo permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos de los activos existentes del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

Propuesta Asep:

...

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, tanto asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEGyDi) como totalmente a la demanda (IPSPEDi), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEGyDj} = (\text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPEGyDi-1})/2$$

Siendo:

Con relación al CTPRj definido como: el Crédito Temporal Parcial por Restricción asignado totalmente a la demanda en el año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de julio de 2017 y el 30 de junio de 2021. Tiene relación única y exclusivamente con una porción de los costos por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto dicho crédito y la tasa de interés anual a reconocer.

Párrafo Transitorio: Del monto asignado en el CTPR, la empresa de transmisión debe reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones balboas (B/. 40,000,000.00), más los intereses que correspondan, lo cual se hará como reducción del **Ingreso Máximo Permitido (IPSPEgyD) solo en porción de los activos asignados a la Demanda** de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029) y (2029-2033), dividido en 8 años a partir de enero 2023. La empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa anual sobre saldo del 5%. (De considerarlo conveniente, la Empresa de transmisión podrá adelantar esta devolución).

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno IPSPEgyD para todo el periodo tarifario, así como un valor anual **corriente** y un valor anual constante a partir de la anualización de los mismos (IPSPEgyDj).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido por los activos existentes IPSPEgyD y también por nivel de tensión.

El ingreso máximo permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos de los activos existentes del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

Comentarios EDEMET:

Siendo que este artículo hace referencia a la reducción aplicada en el pliego, por el reembolso de los 40 Millones incluidos en el IMP hace dos periodos tarifarios, por el sobrecosto pagado por ETESA producto de la generación obligada ante el retraso de la Tercera Línea de Transmisión (Artículo 186 A), en donde, el pliego actual indicaba que el reembolso se debe asignar a las distribuidoras en proporción a la demanda de cada una de las distribuidoras y ASEP propone que la reducción se efectúe vía IMP, en la porción de los activos asignados a la demanda. Creemos necesario que se debe presentar un análisis comparativo de ambas propuestas para conocer efectivamente la implicación de esta modificación. En ambos casos el descuento está dirigido a la demanda y viene incluido en los cargos que se aplican a las empresas distribuidoras, pero se desconoce si a largo plazo tiene algún efecto para la demanda.

Artículo 197 Título IX, Capítulo IX.3

Donde dice:

...

Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” y “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda”.

El "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED.

El "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEGyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

Donde:

$\%ASIGP(D)$: Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda.

$\%ASIGP(G)$: Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

...

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, y el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Esto es:

* Para la Generación:

$$CUSPTEj(G) = CXUSOPSzj(G) + CXUSOPEj(G)$$

* Para la Demanda:

$$CUSPTEj(D) = CXUSOPSzj(D) + CXUSOPEj(D)$$

...

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes "m" se recalculan los cargos reales por activos existentes ($CUSPTArealj,m$), en relación con el IPSPEGyDj, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración T_e de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario "j", para calcular los cargos por nuevas inversiones ($CUSPTArealj$) se tendrá en cuenta, el "Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda" en relación con el IPSPAGyDj, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

...

Propuesta EDEMET:

...

Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” y “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda”.

El “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED.

El “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEgyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:

$$\underline{\%ASIGP(G) = 60\%}$$

$$\underline{\%ASIGP(D) = 40\%}$$

Donde:

%ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda.

%ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

...

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, y el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Esto es:

* Para la Generación:

$$CUSPTEj(G) = CXUSOPSzj(G) + CXUSOPEj(G)$$

* Para la Demanda:

$$CUSPTEj(D) = CXUSOPSzj(D) + CXUSOPEj(D)$$

...

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes “m” se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPTArealj,m), en relación con el IPSPEgyDj, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario “j”, para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTArealj) se tendrá en cuenta, el “Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda” en relación con el IPSPAGyDj, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:

%ASIGP(G) = 60%

%ASIGP(D) = 40%

...

Comentario EDEMET:

Solicitamos sea considerado modificar los porcentajes vigentes para la asignación del IMP del Sistema Principal de Transmisión, para que se ajuste la asignación del cargo de generación pero sin afectar de forma tan importante a la demanda puesto que cualquier costo extra el generador lo traslada o no en sus precios contractuales.

En ese sentido, planteamos:

Generación: 60%

Demanda: 40%

Sin más, quedamos de ustedes,


Cinthya Camargo Saavedra.