

Panamá, 28 de diciembre de 2021
VPER-242-21

Licenciado
Armando Fuentes Rodríguez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Ciudad. -

Respetado Licenciado Fuentes:

En cumplimiento del procedimiento establecido en la Resolución AN No. 17321-Elec de 06 de diciembre de 2021, "por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No. 007-21 para considerar la propuesta de modificación del Título VIII, denominado "Régimen Tarifario de Transmisión"; del Título IX, denominado "Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión"; del Título XI "Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada"; del Título XIV "Separación de Actividades", todos del Reglamento de Transmisión de Electricidad; y, se adecua el articulado citado de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021", ENSA presenta de manera formal comentarios en sobre cerrado, siguiendo las indicaciones establecidas en el **RESUELTO QUINTO** de la referida Resolución, más la documentación que le acompaña y que describimos a continuación:

- Nota remisoría firmada.
- Comentarios a la Audiencia Pública No. 007-21 en formato Word (dos copias).
- Copia del carné de residente permanente de Sergio A. Hinestrosa G.
- Poder notariado que lo acredita como debidamente autorizado.

Con las muestras de nuestra más alta consideración y respeto a su Autoridad.

Atentamente,

SERGIO A. HINESTROSA G.
Apoderado General

Adjunto lo indicado

AUDIENCIA PÚBLICA No. 007-21-ELEC

“Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No.007-21-Elec para considerar la propuesta de modificación del Título VIII, denominado “Régimen Tarifario de Transmisión”; del Título IX, denominado “Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión”; del Título XI “Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada”; del Título XIV “Separación de Actividades”, todos del Reglamento de Transmisión de Electricidad; y, se adecúa el articulado citado de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 en dicho Reglamento a su Texto Único, publicado en Gaceta Oficial No.29,325-A de 7 de julio de 2021.”

Comentarios de ENSA.

❖ **Artículo 171.**

Consideramos positiva la propuesta del regulador en cuanto a que la porción no eficiente de las pérdidas sea asignada a la empresa de transmisión. Por lo tanto, sugerimos reforzar lo anterior incluyendo una redacción que obligue a que se establezcan los criterios aplicables al cálculo de las pérdidas eficientes, donde cualquier valor que supere el % eficiente no sea transferido al cliente final.

En tal sentido, considerando las mejores prácticas y la experiencia obtenida a la fecha, proponemos una redacción simplificada que mencione la metodología de benchmarking ya conocida por el regulador. Como es de conocimiento, esta metodología se fundamenta en tomar como "comparadores" a empresas similares que presten el servicio de transmisión y que pertenezcan a organizaciones con buenas prácticas en la actividad de transmisión, con el propósito primero de dar una señal a la empresa transmisora, y segundo, para transferir el efecto de esas buenas prácticas y su aplicación en este caso a los clientes que pagan por el servicio de transmisión en Panamá.

Propuesta ASEP	Propuesta ENSA	Justificación
<p>Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de transmisión.</p> <p>A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025, para cada periodo tarifario, se aprobarán niveles eficientes de pérdidas en el sistema de transmisión. En aquellos casos en los cuales las pérdidas de transmisión en el sistema superen los niveles eficientes aprobados, las diferencias en los montos de pérdidas de energía y sus costos, se asignarán a la Empresa de Transmisión, de las pérdidas de transmisión y sus costos, de corresponder, será realizada mensualmente por el Centro Nacional de Despacho e Informada en los Documentos de Transacciones Económicas.</p>	<p>Artículo 171 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 pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de transmisión.</p> <p>A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025, para cada periodo tarifario, se aprobarán niveles eficientes de pérdidas en el sistema de transmisión.</p> <p><u>Para establecer el coeficiente de Pérdidas de Energía Eficiente (PEf%) dado en porcentaje, este debe provenir de un análisis que considere el uso de las ecuaciones de eficiencia, que surgen a partir de variables explicativas de la evolución pérdidas aplicado sobre una muestra representativa de empresas comparadoras.</u></p>	<p>Se recomienda incluir un párrafo para dejar indicados los criterios aplicables que permitirán definir el coeficiente de pérdidas eficientes.</p> <p>Se sugieren aplicar variables relativas a las pérdidas de un listado de empresas comparadoras, cuyos valores se aproximan basándose en ecuaciones de eficiencia y que dicho proceso se defina mediante resolución motivada.</p> <p>Las ecuaciones de eficiencia se estiman a partir de variables explicativas obtenidas de la evolución de las pérdidas sobre una muestra representativa de empresas definidas por el regulador.</p> <p>Tanto la muestra representativa de empresas que servirán como empresas comparadoras, como el coeficiente de Pérdidas de Energía (PEf%) para el periodo tarifario se definirá por Resolución de la ASEP que se emitirá para que el CND utilice de referencia en las</p>

	<p><u>Para calcular el Pef% se utilizarán los valores que resultan de la ecuación definida por la Autoridad, respecto de la energía total inyectada al sistema de transmisión, aplicando la ecuación establecida por esta misma mediante Resolución motivada.</u></p> <p>En aquellos casos en los cuales las pérdidas de transmisión en el sistema superen los niveles eficientes aprobados, las diferencias en los montos de pérdidas de energía y sus costos, se asignarán a la Empresa de Transmisión, de las pérdidas de transmisión y sus costos, de corresponder, será realizada mensualmente por el Centro Nacional de Despacho e informada en los Documentos de Transacciones Económicas.</p>	<p>liquidaciones y en los Documentos de Transacciones Económicas.</p>
--	---	---

❖ **Artículo 186A.**

Observación 1 – Art. 186A. En cuanto al costo IPSPED_i definido dentro de la fórmula IPSPE_i, que guarda relación con aquel valor del Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión que son asignados totalmente a la Demanda, y que entre otros cubre los equipamientos del mismo igualmente asignados en su totalidad a la demanda; como se muestra en la redacción propuesta de la ASEP se ha mantenido una referencia que solo aplica al pliego anterior y que consideramos debe excluirse de la redacción por posibles confusiones que pueda generar.

Propuesta ASEP	Propuesta ENSA	Justificación
<p>Artículo 186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.</p> <p>El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_i) se realizará de acuerdo con las siguientes fórmulas:</p> $IPSPE_i = IPSPE_{GyDi} + IPSPED_i$ <p>...</p> <p>IPSPED_i: es el valor del ingreso máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema de Transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.</p>	<p>Artículo 186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.</p> <p>El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_i) se realizará de acuerdo con las siguientes fórmulas:</p> $IPSPE_i = IPSPE_{GyDi} + IPSPED_i$ <p>...</p> <p>IPSPED_i: es el valor del ingreso máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema de Transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.</p>	<p>Se sugiere eliminar un párrafo que está vinculado con una revisión tarifaria anterior que no aplica para la presente.</p>

<p>En atención a que en la revisión tarifaria correspondiente al periodo tarifario de julio 2017 a junio 2021 se ha atrasado, y se conoce la terminación y entrada en operación de la Tercera Línea, esta se considerará en el cálculo del IPSPED como existente, asignada a la Demanda.</p>	<p>ADMSPEgyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultar el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene por:</p>	
<p>ADMSPEgyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultar el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene por:</p>	<p>...</p>	
<p>...</p>		

Observación 2 – Art. 186A. Dentro de las modificaciones no se presentan cambios requeridos a las definiciones relativas al Crédito Temporal Parcial por Restricción llamado CTPRj y su aplicación que debe ser objeto de análisis minucioso. Este crédito fue creado para la tarifa vigente por la Resolución AN No. 12136-Elec de 21 de febrero de 2018 (originalmente de 68,3 millones de Balboas) y su modificación por Resolución AN No. 12231-Elec de 28 de marzo de 2018 (exhibida abajo), y siendo que se está modificando el artículo 186 A, sugerimos que sea igualmente ajustado en atención al efecto en el periodo tarifario 2021-2025.

TERCERO: MODIFICAR el Resuelto Sexto de la Resolución AN No. 12136-Elec de 21 de febrero de 2018, el cual queda así:

“SEXTO: RECONOCER la suma de Ochenta Millones Balboas (B/.80,000,000.00) a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que se ha incluido en el Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda para compensar una porción de la Generación Obligada y Desplazada asignada a ETESA en el periodo de 2015 a 2019, causada principalmente en el año 2017.

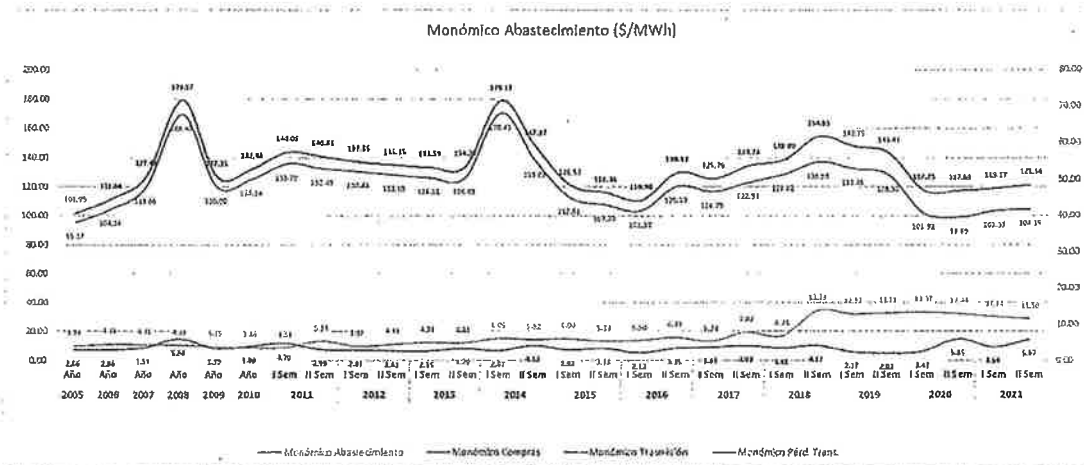
ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) a reembolsar a la Demanda sólo la suma de Cuarenta Millones de Balboas (B/.40,000,000.00) más los intereses reconocidos, lo cual se hará como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029), (2029-2033) y (2033-2037), dividido en 15 años a partir de enero de 2023. ETESA deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, y deberá asignarlo en proporción a la demanda de cada una de las tres empresas distribuidoras.

En consecuencia de lo anterior, se establecerá en el artículo 186 A del Reglamento de Transmisión, los montos incluidos, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto y la tasa de interés anual con la finalidad que queden plasmados los parámetros de cómo se efectuará la reducción del Ingreso Máximo Permitido en los periodos tarifarios indicados.

ESTABLECER que el monto restante correspondiente a Cuarenta Millones Balboas (B/.40,000,000.00), se asigna a la Demanda en el semestre de julio a diciembre de 2017. Este monto será pagado por la Demanda durante los cuatro (4) años del periodo tarifario del 1 de julio de 2017 al 30 de junio de 2021.”

Este cambio que percibimos es el más relevante y necesario al artículo 186A, se sustenta por el efecto económico de este cargo a la tarifa que es transferida al cliente y que además debió

suspenderse a partir de 01 de julio de 2021. Esto crédito de extenderse en su cobro pudo implicar beneficios económicos extraordinarios para el servicio de transmisión (el cargo CTPRj) más allá de lo establecido y con ello se aumentaron de forma importante los costos autorizados transferidos al usuario (en este caso 80 millones de Balboas de los cuales únicamente 40 millones no eran reembolsables). A continuación, en el gráfico debajo se puede observar -en la línea verde- como el valor monómico de transmisión desde la aprobación de la vigente tarifa de transmisión pasó de 6.78 \$/MWh a valores por encima de los 12 \$/MWh. Se aclara que el gráfico representa el efecto global de todos los cargos aprobados hasta el 2021; y tal como se muestra no se observan diferencias significativas entre el 2020 y 2021 que se debiesen generar como con eliminación del cargo semestral por 11 millones.



Como sustento tomamos en cuenta el anexo "imp_etesa_2017_2021_Finalp" publicado junto con la Resolución AN No. 12231-Elec el cual presenta datos relativos al crédito que debieron afectar a la tarifa hasta el 2020, y que esto no se refleja con en nuestro cálculo "Monómico Transmisión". Adjuntamos debajo un extracto de los datos publicados.

Miles de Balboas	2017	2017	2018	2018	2019	2019	2020	2020	2021	2021	TOTAL
	1° Sem 2017	2° Sem 2017	1° Sem 2018	2° Sem 2018	1° Sem 2019	2° Sem 2019	1° Sem 2020	2° Sem 2020	1° Sem 2021	2° Sem 2021	
Crédito por Restricción de la Tercera Línea		40,000	3,500	3,500	5,000	5,000	11,500	11,500			80,000
TOTAL		40,000	3,500	3,500	5,000	5,000	11,500	11,500			80,000

Por todo lo anterior, sugerimos considerar los siguientes elementos:

1. Una modificación que señale el efecto producido por los retrasos en cuanto a la actualización del Ingreso Máximo Permitido de Transmisión y por tanto las tarifas por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión para el periodo 2021 a 2025, que pudo implicar un cobro adicional a partir de julio de 2021 del cargo CTPRj. Esto tomando en cuenta que mediante la Resolución AN No.16792-Elec de 26 de abril de 2021 (exhibida a continuación), se extiende la vigencia del Pliego 2017 a 2021 sin ninguna modificación apreciable desde nuestro cálculo del "Monómico Transmisión".

PRIMERO: COMUNICAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y a los Agentes del Mercado que se extiende la vigencia del Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad aprobado para el periodo tarifario de julio de 2017 a junio de 2021, a partir del mes de julio de 2021, hasta que se apruebe un nuevo Pliego Tarifario.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) debe aplicar las tarifas vigentes de acuerdo con el Ingreso Máximo Permitido (IMP) aprobado para el Año 4 (julio 2020 a junio 2021) por los siguientes montos:

INGRESO ANUAL PERMITIDO Cifras en Balboas	Año Tarifario 4 Julio 2020-Junio 2021
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a G y D IPSEGEyD. EXISTENTE	54,543,622
SISTEMA PRINCIPAL Asignado a D IPSPED. EXISTENTE	60,574,387
CONEXIÓN	9,715,540
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	
Centro Nacional de Despacho	7,442,675
Hidrometeorología	3,412,802
SOITOTAL	10,855,478
IMP EXISTENTE TOTAL	135,689,026

- Además, se sugiere revisar la redacción vigente aprobada por el regulador en su momento donde se obligaba a la Empresa de Transmisión a reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones de Balboas, cuando en realidad lo que debiese aplicar es el reembolso de dicha cuantía más el monto que excede el crédito al que hicimos referencia en el punto anterior. En otras palabras, dado que la recaudación por la aplicación del pliego vigente de forma extendida sugiere sostener un cargo CTPRJ, este adicional debe ser calculado y reembolsar a los clientes.

Propuesta ASEP	Propuesta ENSA	Justificación
<p>186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.</p> <p>...</p> <p>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 (IPSEGEyD) como totalmente a la demanda (IPSPED), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:</p> $IPSEGEyDj = (IPSEGEyDi + IPSEGEyDi-1)/2$ $IPSPEDj = (IPSPEDI + IPSPEDI-1)/2 + CTPRJ$ <p>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</p>	<p>186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.</p> <p>...</p> <p>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 (IPSEGEyD) como totalmente a la demanda (IPSPED), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:</p> $IPSEGEyDj = (IPSEGEyDi + IPSEGEyDi-1)/2$ $IPSPEDj = (IPSPEDI + IPSPEDI-1)/2 + CTPRJ$ <p>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</p>	<p>Se sugieren modificaciones al artículo 186 A, en sus últimos párrafos para contemplar el efecto por retraso en la actualización del presente artículo y se propone la devolución total de los cargos que fueron creados para reconocer a la empresa de transmisión costos por generación obligada.</p> <p>Esto tendría un efecto positivo en los clientes, que tendrán una reducción tarifaria por cargos que no son su responsabilidad.</p>

<p>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.</p> <p>Parágrafo Transitorio. Del monto asignado en el CTPRJ, la Empresa de Transmisión debe reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones de balboas (B/.40,000,000.00), más los intereses que correspondan, lo cual se hará como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029), (2029-2033) y (2033-2037), dividido en 15 años a partir de enero de 2023. La Empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, y deberá asignarlo en proporción a la demanda de cada una de las tres empresas distribuidoras. (De considerarlo conveniente, la Empresa de Transmisión podrá adelantar esta devolución).</p> <p>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).</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Parágrafo Transitorio. Del monto asignado en el CTPRJ <u>para el periodo tarifario 2017-2021 y mientras este se aplique</u>, la Empresa de Transmisión debe reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones de balboas (B/.40,000,000,00) <u>y el valor adicional por CTPRJ que se hubiese cobrado a la Demanda por extender el periodo tarifario 2017-2021 más allá del 30 de junio de 2021</u>, más los intereses que correspondan, lo cual se hará como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda <u>a través del CTPRJ de la formulación vigente del IPSPED pero con signo contrario</u> de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029), (2029-2033) y (2033-2037), dividido en 15 años a partir de enero de 2023. La Empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, y deberá asignarlo en proporción a la demanda de cada una de las tres empresas distribuidoras. (De considerarlo conveniente, la Empresa de Transmisión podrá adelantar esta devolución).</p> <p>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).</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>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</p>	
--	--	--

	transmisión aplicando la tarifa correspondiente.	
--	--	--

❖ **Artículo 211**

Se proponen ajustes ya que la redacción al eliminar el literal b vigente deja la redacción del literal c vigente incompleta y que, conforme a la propuesta, pasa a ser el literal b. Adicionalmente, se hace mención en el literal a), además de la generación en prueba, a aquella generación que permanece en condición de disponible para el despacho.

Propuesta ASEP	Propuesta ENSA	Justificación
<p>Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá en partes iguales entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores incluidos aquellos beneficiarios por la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores.</p> <p>El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Estos cargos serán calculados al momento del estudio tarifario.</p> <p>Además, se considerará lo siguiente:</p> <p>a) Las nuevas instalaciones de generación que estén en periodo de pruebas de conexión <u>y aquellas disponibles para el despacho</u>, pagarán el cargo por los servicios de operación integrada. Este ingreso abonará al IMP aprobado.</p> <p>b) En el caso de las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto para las importaciones como las exportaciones, se pagará el cargo SOI según se describe en el literal anterior. El 95 % de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.</p>	<p>Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá en partes iguales entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores incluidos aquellos beneficiarios por la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores.</p> <p>El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Estos cargos serán calculados al momento del estudio tarifario.</p> <p>Además, se considerará lo siguiente:</p> <p>a) Las nuevas instalaciones de generación que estén en periodo de pruebas de conexión <u>y aquellas disponibles para el despacho</u>, pagarán el cargo por los servicios de operación integrada. Este ingreso abonará al IMP aprobado.</p> <p>b) En el caso de las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto para las importaciones como las exportaciones, se pagará el cargo SOI <u>por unidad de potencia (MW) dividido entre 730 horas y entre 0.60 será el cargo esporádico por unidad de energía (MWh) aplicado a esa generación/demanda esporádica</u>. El 95 % de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.</p>	<p>Se plantean mejoras al literal a) y se modifica el nuevo literal b) de forma tal que quede expresado el criterio para calcular el SOI que deben ser cobradas a las transacciones con agentes de países del Mercado Eléctrico Regional y con Agentes de otros países.</p>

❖ **Artículo 236 y Artículo 237.**

Se propone una ampliación de los Artículos 236 y 237 que aporten mayor claridad a la "Separación Contable y Funcional" que debe existir entre ETESA y el CND, en apego a lo establecido en la Ley 6.

Propuesta ASEP	Propuesta ENSA	Justificación
<p>Artículo 236 Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:</p> <p>a) Contable: el servicio de transmisión, el servicio de operación integrada, Planificación del Sistema de Transmisión, y actividades no reguladas.</p> <p>b) Independencia funcional: CND.</p>	<p>Artículo 236 Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:</p> <p>a) Contable: el servicio de transmisión, el servicio de operación integrada, Planificación del Sistema de Transmisión, y actividades no reguladas. <u>En el caso específico del servicio de operación integrada se deben cumplir los conceptos indicados en el Artículo 237 se.</u></p> <p>b) Independencia funcional: CND.</p>	<p>Se propone a través del reglamento de transmisión aportar al cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 62 de forma tal que el CND esté obligado a cumplir todas las funciones establecidas en el Artículo 61 y las nuevas que se adicional por los cambios tecnológicos.</p>
<p>Artículo 237 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo al Artículo 62 del Texto Único de la Ley 6, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las funciones establecidas en el Artículo 61 de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.</p>	<p>Artículo 237 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo al Artículo 62 del Texto Único de la Ley 6, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las funciones establecidas en el Artículo 61 de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.</p> <p><u>Para tal fin, el CND, a través de la persona jurídica que corresponda, deberá aperturar una cuenta separada en el Banco Liquidador vigente que sea utilizado para el depósito por las acreditaciones del Servicio de Operación Integrada. Los fondos de dicha cuenta sólo podrán ser utilizados para el pago de planilla, inversiones, operación, mantenimiento de equipos e infraestructura y el fortalecimiento del CND y eventuales penalizaciones o responsabilidades que ante el mercado deban ser asumidas por el CND.</u></p> <p><u>El CND está obligado a generar un reporte anual público que detalle el uso de los fondos y anualmente, para el mes marzo, hará una reunión para los Agentes del Mercado que explique la ejecución del presupuesto conforme al plan de inversiones y el plan de fortalecimiento del CND aprobado por la ASEP.</u></p>	<p>Se propone a través del reglamento de transmisión aportar al cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 62 de forma tal que el CND esté obligado a cumplir todas las funciones establecidas en el Artículo 61 y las nuevas que se adicional por los cambios tecnológicos.</p>