

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN- No. 254-Elec

Panamá, 18 de mayo de 2009

“Por la cual se modifican los artículos 16, 17, 18, 73, 75, 86, 99, 100, 167, 177, 178, 180, 181, 182, 195, 201, 204, 206, 207, 208 y 209, así como el nombre del Título X del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y se aprueba el Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el periodo del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.”

El Administrador General
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene las normas relacionadas con la calidad del servicio, los derechos y obligaciones de las empresas que prestan el servicio público de transmisión de electricidad y de los usuarios de la red de transmisión, régimen tarifario, así como normas relacionadas a la organización de las expansiones, planificación del sistema, conexión y uso, entre otras;
4. Que de acuerdo al artículo 9 del Reglamento de Transmisión, el mismo debe adaptarse a los cambios que surjan en el servicio de Transmisión, a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución y, a los cambios tecnológicos que se produzcan;
5. Que conforme al procedimiento establecido en el Reglamento de Transmisión, mediante la Resolución AN No.2109-Elec de 3 de octubre de 2008 entre ellos lo relacionado al Régimen Tarifario, esta Autoridad Reguladora aprobó la celebración de una Audiencia Pública y el procedimiento a seguir, para recibir comentarios a la propuesta de modificación del Reglamento de Transmisión, cuyos principales objetivos son:
 - 5.1 Armonizar la normativa relacionada con la prioridad de uso y aspectos de calidad de las redes nacionales que operan en el ámbito regional, respecto al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional;
 - 5.2 Subsanan las asimetrías en la aplicación de los criterios de seguridad y calidad en algunos equipos, así como en la responsabilidad de planificación de algunos equipamientos;

- 5.3 Definir las instalaciones de conexión;
 - 5.4 Establecer criterios de detalle para evitar la asignación de costos de negocios no regulados a negocios regulados;
 - 5.5 Incluir criterios de análisis para la remuneración de los activos eléctricos y no eléctricos;
 - 5.6 Determinar los derechos y responsabilidades en la operación y en los ingresos asociados a las nuevas obras realizadas con fondos públicos;
 - 5.7 Aclarar el proceso de traspaso de un equipamiento de propiedad de un usuario del Sistema de Transmisión al Sistema Principal de Transmisión, como consecuencia de su función en red de transmisión;
 - 5.8 Revisión de los criterios y fórmulas para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) y para determinar las tarifas de transmisión;
 - 5.9 Aclarar la redacción y las fórmulas para determinar el Ingreso Máximo Permitido, en los casos de generación distribuida;
6. Que dentro del periodo para presentar comentarios escritos, se recibieron los comentarios del Centro Nacional de Despacho (CND), Elektra Noreste, S.A. (Elektra), AES Panamá, S.A. (AES Panamá) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);
 7. Que el día 24 de octubre de 2008, fue celebrada la Audiencia Pública, a la cual se refiere la presente resolución, participando como expositor el ingeniero Oscar Rendoll, en representación de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.;
 8. Que esta Autoridad analizó los comentarios recibidos como parte del proceso de la Audiencia Pública celebrada el 24 de octubre de 2008, y sobre los mismos señala lo siguiente:

8.1 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 16:

ETESA

Solicita que se aclare la condicional “que limiten el uso del Sistema de Transmisión”, debido a que consideran que es contradictorio, pues los contratos firmes regionales deben estar asociados a los derechos de transmisión, que a su vez, son representados por un documento que asigna a su titular un derecho de uso sobre la Red de Transmisión Regional por un determinado período de validez.

Manifiesta que, el Reglamento de Transmisión Regional (RMER) establece que el Ente Operador Regional (EOR) hará las subastas de los Derechos de Transmisión (DT) de la Red de Transmisión Regional (RTR), de la cual nuestro sistema de transmisión forma parte. Para las subastas el EOR determinará, por medio de la Prueba de Factibilidad Simultanea (PFS), la cantidad de DT que podrán ser adjudicados. Esto debe considerar el uso que se le da al sistema de transmisión nacional y la capacidad excedente a comprometer en los DT.

Considera que estos aspectos de prioridad de uso del Sistema de Transmisión y su relación con la asignación de los Derechos de Transmisión, deben ser parte importante de la armonización regulatoria de nuestra regulación con la



Handwritten signature and date: 18/03/09

del MER, por lo que propone que se mantenga la redacción del artículo 16 que señala:

“Cuando se apruebe el Reglamento de Transmisión Regional se deberán de aprobar las modificaciones necesarias para la armonización entre ambos reglamentos de transmisión de requerirse.”

CND

En esta redacción la ASEP propone limitar el uso del Sistema Principal de Transmisión (SPT) a los usuarios nacionales con prioridad sobre los Contratos Firmes Regionales que se pudieran pactar. A este respecto, y en aras de la transparencia, debería igualmente incluir la ASEP las premisas o procedimientos que se deberán tomar en cuenta para la asignación de esa prioridad.

RESPUESTA DE LA ASEP:

En respuesta a ETESA y CND, esta Autoridad indica que sobre el acceso a la Red de Transmisión Regional (RTR), la prioridad de uso de las redes nacionales por parte de los usuarios del Sistema de Transmisión deberá basarse en lo establecido en el Reglamento de Transmisión Regional (RMER) y en la regulación nacional. En este sentido, la modificación propuesta al Reglamento de Transmisión es consecuente con lo establecido en la regulación regional, ya que el RMER en los numerales 4.3 “Acceso a la RTR de Agentes que inyectan energía” y 4.3 “Acceso a la RTR de Agentes que retiran energía” del Libro III “De la transmisión”, al igual que en el numeral A3.4.2 del Anexo 3 “Predespacho y Posdepacho Regional” establecen la prioridad de uso de las redes nacionales por la demanda y generación nacional. Específicamente el numeral A3.4.2 indica que la demanda y generación nacional debe modelarse como fija en el predespacho regional.

Por otro lado, la propuesta de modificación del artículo 16 del Reglamento de Transmisión no afecta el otorgamiento de los Derechos de Transmisión, ya que dichos derechos deben otorgarse de acuerdo al resultado de la Prueba de Factibilidad Simultánea, proceso mediante el cual se limita la cantidad de Derechos de Transmisión a ser adjudicados a no más que la máxima cantidad de electricidad equivalente que es físicamente despachable, de acuerdo a lo establecido en el numeral 8.1.5 del Libro III “De la transmisión”.

Esta propuesta de modificación complementa la regulación nacional a lo que se establece en la regulación regional, sin embargo, para reforzar el artículo 16, se agregará al mismo que “Este Artículo se aplicará conforme a lo establecido en el RMER”.

8.2 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 17:

ETESA:

Señala la empresa que, con relación a los ingresos que se le asignan, el RMER establece en su numeral 3.2.1 que cada Agente Transmisor tiene el derecho a:

“Percibir el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de sus instalaciones, establecido de acuerdo a este Reglamento y, cuando corresponda, el ingreso autorizado nacional establecido por las regulaciones nacionales”.



Explica que si el ingreso como empresa regulada no debe aumentar debido al IAR, lo que representa mantener el IMP aprobado, se deben establecer los mecanismos para que en las revisiones tarifarias anuales se hagan los ajustes correspondientes en los cargos de transmisión.

ETESA añade que con relación a las penalidades, el RMER establece los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) relacionados al Régimen de Calidad de Servicio que a su criterio representan las penalidades asignadas al agente transmisor. De ser esta la penalidad a la que se refiere este artículo, no es necesario indicar "que las penalidades serán asumidas por ETESA", dado que el numeral 6.4.7.1 del Régimen de Calidad de Servicio del RMER indica que el EOR será responsable de descontar directamente de su IAR los Descuentos por Indisponibilidad.

Por otro lado, señala que el RMER establece en su numeral 6.3.2 relacionado a las compensaciones por indisponibilidad lo siguiente:

"Las regulaciones nacionales deberán ser adecuadas, de tal forma que eviten que un Agente Transmisor pague otras compensaciones por la indisponibilidad y reciba otro ingreso equivalente al Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI) de una instalación que lo previsto en ese capítulo".

Considera que por esta razón, ETESA no puede ser penalizada doblemente, es decir, por la aplicación de la regulación regional y la aplicación de la regulación nacional. La empresa propone mantener la redacción del artículo 17 que señala: "La remuneración y compensaciones que se establezcan en el Mercado Eléctrico Regional para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos de ETESA o a los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión."

CND:

Indica que en esta propuesta la ASEP busca asegurar que el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ETESA no varíe en función de las asignaciones de créditos que el Mercado Eléctrico Regional (MER) pueda asignarle. En este sentido, el CND señala que no se indica el procedimiento de acreditar a la demanda nacional, los créditos que se le asigne a ETESA en el MER.

Debería considerarse por simetría que tampoco las asignaciones de penalidades afectaran el IMP de ETESA. Por ejemplo, la disponibilidad de un equipamiento de transmisión se evalúa tanto en el Mercado Local como en el MER, pudiendo una violación a este indicador afectar negativamente a ETESA, ya que ambos mercados lo están penalizando.

La ASEP debe aclarar el término de penalidad, ya que por ejemplo existen transacciones que resultan en un débito al mercado nacional que se asigna al Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) nacional que en este caso sería ETESA a través del CND. No obstante esta transacción no es de por sí una penalidad del MER, sino una transacción comercial. Ejemplo de lo anterior son las desviaciones graves contenidas en el numeral 4.4.7 del Anexo II del Libro II del RMER.

Concluye, que la penalidad debe abarcar el incumplimiento de un indicador del Transmisor, es decir que la misma sea inherente a esa actividad.

AES Panamá:

Considera que los ingresos que se asignen a ETESA en el ámbito del MER deben ser acreditados a todos los agentes que pagan cargos de transmisión, en concepto de reducción de los costos trasladados a las tarifas.

RESPUESTA DE LA ASEP:

En diciembre de 2005 la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó el RMER, el cual introduce, entre otros, dos aspectos que requieren ser armonizados con respecto a la normativa nacional: *i)* determina niveles de calidad de servicio superiores a los niveles nacionales y *ii)* remunera las redes nacionales que operan en el sistema regional sólo por el Ingreso Autorizado Regional referido al Valor Esperado por Indisponibilidad.

Debido a que ETESA es una empresa regulada, su ingreso no debe aumentar, por lo cual se ha dispuesto que el Ingreso Autorizado Regional (IAR) el cual es un ingreso adicional al Ingreso Máximo Permitido que recibe ETESA, debe acreditarse a la demanda.

En cuanto a la propuesta de que las penalidades sean asumidas por ETESA, la ASEP analizó que los descuentos que corresponden a los transmisores por compensaciones por indisponibilidad en el MER, se descuentan directamente de su Ingreso Autorizado Regional que deberá pasar a los clientes y el saldo resultante se aplica a ETESA, por lo tanto, no se da una doble penalidad. Se mantiene la premisa de que la remuneración y compensaciones por los niveles de calidad a que se haga acreedor ETESA a nivel regional, no deben afectar sus ingresos permitidos nacionales.

Sobre la solicitud de establecer un procedimiento para acreditar a la demanda los créditos que se asignen a ETESA en el MER, esta asignación se hará proporcionalmente a la demanda de los agentes participantes y a los pagos recibidos.

A efectos de adecuar nuestra normativa con lo dispuesto en el RMER, y dar respuesta a ETESA, el término "penalidad se sustituirá en el texto del artículo 17 por "compensaciones por indisponibilidad

Sobre el comentario de AES de que los ingresos que se asignen a ETESA en el ámbito del MER deben ser acreditados a todos los agentes que pagan cargos de transmisión, la ASEP indica que los clientes finales son los que pagan estos costos por medio de las tarifa eléctrica, por lo tanto, la ASEP considera que dichos ingresos se deben acreditar directamente a la demanda.

8.3 Comentarios a la propuesta de modificación del literal k) del artículo 73:

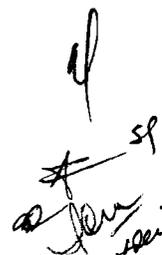
ETESA:

Explica en sus comentarios que, como parte de la justificación de reposición, se deben estimar los costos adicionales de la alternativa de continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición de un equipo. Por lo tanto propone cambiar la redacción de la siguiente forma:

"Estimación de los costos adicionales por continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición del mismo."

Además, considera que la expresión "en los casos que correspondan" presenta confusiones, lo cual podría evitarse si se ilustra con el ejemplo específico y, en adición, propone cambiar la redacción de este literal de la siguiente forma:

"Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado, cuando se trate de reposiciones anticipadas, con base en los incrementos de costos de operación y mantenimiento y



pérdida de calidad de servicio, incluyendo la obsolescencia de los equipos.”

Elektra:

Observa que si bien en el Anexo A, sobre Consideraciones para las Modificaciones al Reglamento de Transmisión, se indica que *“Se debería asegurar que se reponga el equipamiento requerido y no se traslade a costos de reposición aquel equipamiento que puede prolongar su vida útil con un adecuado mantenimiento”*, no observa en la propuesta ningún elemento que permita asegurar que se hayan destinado al mantenimiento de los equipos los recursos necesarios para cumplir con las recomendaciones del fabricante.

En el texto original de este artículo, al referirse a ambos planes de reposición, se indicaba la necesidad de justificar que la reposición no era debida a la falta de mantenimiento que, al eliminarla, estaría propiciando que se descuide el mantenimiento

RESPUESTA DE LA ASEP:

Esta Autoridad coincide con el planteamiento de estos participantes. El Plan de Reposición de Largo Plazo debe justificar la vida útil para cada equipamiento. No se trata de la vida útil determinada teóricamente, sino de la vida útil que se espera considerando que la operación y mantenimiento a aplicar a dicho equipamiento se adecuan a las necesidades del Sistema, por lo que la versión final de este artículo se modificará, para especificar que se trata de reposiciones anticipadas cuya justificación se basa en el incremento de costos de operación y mantenimiento y pérdida de calidad de servicio e incluir como justificación de reposición anticipada la obsolescencia, sólo si ésta obedece a circunstancias técnicas justificadas.

8.4 Comentarios a la propuesta de modificación del literal l) del artículo 73:

ETESA:

Reitera lo indicado en el considerando 9.3 de esta Resolución respecto a la propuesta de modificación del literal k).

RESPUESTA DE LA ASEP:

Esta Autoridad coincide con el planteamiento de este participante, y el texto final del literal l del artículo 73, se modificará para especificar que se trata de reposiciones anticipadas cuya justificación se basa en el incremento de costos de operación y mantenimiento y pérdida de calidad de servicio e incluir como justificación de reposición anticipada la obsolescencia, sólo si ésta obedece a circunstancias técnicas justificadas.

8.5 Comentarios a la propuesta de modificación del literal n) del artículo 73:

ETESA:

Señala que se elimina el requerimiento de presentar justificaciones para las inversiones en Planta General, con excepción de las inversiones requeridas para las comunicaciones. En consecuencia, entiende que los activos de comunicaciones, conformarán una clasificación especial y no formarán parte de los activos clasificados en Planta General, para efectos del Régimen Tarifario. Se solicita que la ASEP confirme esta interpretación.



RESPUESTA DE LA ASEP:

El comentario de ETESA se refiere a la entrega del Plan de Expansión y no a la propuesta de modificación del RT.

Con respecto al comentario del CND, efectivamente, la propuesta de modificación tiene el objetivo de establecer que el criterio n-1 debe cumplirse igualmente en los sistemas de conexión de propiedad de ETESA que sean utilizados por un distribuidor, no estableciéndose criterios para conexiones pertenecientes a otros agentes, ya que para los otros agentes existe otra forma de evaluar la calidad del servicio que prestan como lo es a través de las indisponibilidades (generadores) o su nivel de calidad no es relevante para la definición tarifaria (grandes clientes directamente conectados al SPT)

8.8 Comentarios a la propuesta de modificación de los artículos 99 y 100.

ETESA:

Señala que mientras que en el artículo 86 se establece el cumplimiento del criterio n-1, para las instalaciones de conexión al servicio de un distribuidor, en los artículos 99 y 100 se agregan el cumplimiento de las normas, en forma general, para las instalaciones de conexión, sin excepción. Este espacio regulatorio se presta a interpretaciones con perjuicio de ETESA. Si el criterio n-1 no es exigible en las instalaciones de conexión de uso de generadores u otros participantes del mercado, entonces, las normas de calidad tampoco deben ser de cumplimiento en dichas instalaciones, y por consiguiente no debe haber cargos ni penalizaciones, cuando las mismas se encuentren indisponibles por mantenimiento o por fallas simples.

RESPUESTA DE LA ASEP:

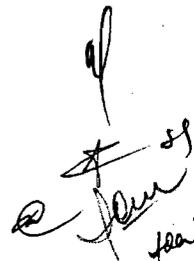
Se ha considerado establecer el cumplimiento del criterio n-1 para las instalaciones de conexión al servicio de un distribuidor y no exigir lo mismo a las instalaciones de conexión de uso de generadores u otros participantes del mercado en virtud de que las características de su servicio no están asociadas directamente con la demanda. Los consumidores finales, sobre los cuales repercuten todos los costos del Sistema, tienen un costo de pérdida de suministro que no necesariamente corresponde con la forma en que se considera la disponibilidad de la generación. Los indicadores de calidad se refieren a los cortes de carga y estos no están, en principio, afectados en un sistema de conexión de la generación.

Se procederá a modificar la redacción de los artículos 99 y 100 para agregar que estos artículos se refieren a las instalaciones de conexión propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.

8.9 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 167:

CND:

En la propuesta de modificación del artículo 167 se establece que para que una instalación de conexión del Sistema de Transmisión, utilizada por más de un usuario, pase a formar parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) dependerá de la función de esta instalación en la red de transmisión. Sin embargo, no establece claramente cuáles son las características de dicha función. El CND considera que esta función debe quedar claramente definida para evitar que quede sujeta a interpretaciones.



AES Panamá:

La ASEP en el numeral 6 del Anexo A, advierte que se modifica el artículo 167 dado que: *“las líneas no deben formar parte de las instalaciones de conexión, y que su traspaso al Sistema Principal de Transmisión está condicionado a que se justifique técnicamente el mismo en función del uso del equipamiento en la red de transmisión”*.

Sin embargo, la modificación propuesta al artículo 167 (Anexo B), señala que solamente el equipamiento de conexión (se excluyen las líneas) compuesto por aquellos equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión.

AES entiende de la propuesta que todas líneas de transmisión formarán parte del SPT, aunque estén asociadas a una instalación de conexión. La empresa solicita una aclaración.

Elektra:

La nueva redacción del artículo 167 sustrae las líneas de transmisión como parte de los activos de conexión de ETESA al indicar en el Anexo A de la Resolución AN No. 2109-Elec que *“Por efectos de inconsistencia en la definición del Sistema Principal de Transmisión, es necesario revisar la relación de conexión dentro de ésta y se advierte que las líneas no deben formar parte de las instalaciones de conexión”*.

Para Elektra no es evidente la inconsistencia que se señala, pues la definición de Sistema Principal de Transmisión se fundamenta en que los activos que ella menciona sean utilizados en operación normal por dos o más agentes del mercado. En consecuencia, el Sistema de Conexión de Transmisión puede y, en efecto, incluye líneas de transmisión, las cuales han sido listadas como parte del Anexo C de la Resolución JD-5216.

Además, la nueva redacción estaría en oposición de la definición de Equipamiento de Conexión incluida en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión. Elektra recomienda que la propuesta sea corregida manteniendo el texto original.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La función de una instalación de conexión dependerá de las características que se den en el momento y cada caso se analizará en forma particular según las implicaciones de cada uno dentro del sistema. Con respecto al resto de los comentarios la ASEP está de acuerdo por lo que se modificará el Artículo 167 para incorporar las líneas.

8.10 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 177:

AES Panamá:

En la modificación al literal c) del Artículo 177, se propone incluir los costos de indemnización por la gestión de servidumbre como parte de los costos eficientes de los activos del Sistema Principal de Transmisión.

AES considera que los costos de indemnización por la gestión de servidumbre deben ser costos eficientes y regulados por la ASEP. Propone que se considere un porcentaje (%) del costo base del equipamiento, tal

como se hace con las otras actividades que realiza ETESA, donde la ASEP reconoce un % al diseño, a la ingeniería, administración e inspección.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP coincide en que los costos de indemnización por la gestión de servidumbre deben ser regulados por ASEP en base a costos eficientes. En efecto, así se ha realizado en las revisiones tarifarias anteriores. Sin embargo, no es conveniente considerar un porcentaje (%) del costo base del equipamiento, tal como se hace con las otras actividades que realiza ETESA (por ejemplo: diseño, ingeniería, administración e inspección) ya que los costos por indemnización varían de acuerdo con el área geográfica y topográfica de cada caso en particular. Además, el valor de los terrenos no guarda ninguna relación con el costo base del equipamiento. Dentro del cálculo del IMP de ETESA se evaluará la relación de costos por indemnización en que ha incurrido ETESA y se reconocerá hasta un costo que se considere eficiente.

8.11 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 178:

ETESA:

Indica que suministró a la ASEP los ejemplos de cálculos de aplicación de este ajuste, en los cuales se demostró que el mismo desincentiva la utilización de los activos eléctricos en cualquier otra actividad económica diferente, con impacto financiero negativo, prácticamente destructivos, en negocios menores.

Añade que se determinó que un factor de multiplicación de los INR, de 0.1, produce una reducción de ingresos de la actividad no regulada de 5% que, sumados a la aplicación de la Ley 51 de 27 de diciembre de 2007, conllevan a una reducción de 15% de los ingresos de la actividad no regulada. ETESA considera que cualquier ajuste debe ser aplicado, luego de un periodo razonable de ejercicio de la actividad no regulada, con el objetivo de permitir que la misma logre establecerse.

Por lo tanto propone establecer 0.1 como factor de multiplicación inicial de los INR y modificar el último párrafo: El FAACTST será utilizado en los cálculos tarifarios, luego de cinco (5) años de ejercicio de la actividad no regulada, con un factor de multiplicación de los INR que disminuya los ingresos de la actividad no regulada, hasta un máximo de 10%.

AES Panamá:

En la propuesta de modificación de este artículo se indica que: "Previa solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR". AES sugiere que el Factor que multiplica a los INR debe ser 0.9 en lugar de 0.8, tomando en consideración que en el caso de los ingresos que se perciban en el uso y comercialización de la fibra óptica el 10% será destinado a la CSS. Además, este factor debe mantenerse constante durante el periodo del régimen tarifario aprobado.

Elektra:

Como parte de los requisitos mínimos que establece el artículo 178 para el contrato de acceso que ETESA firme con las empresas que deseen hacer uso de su infraestructura, debe establecerse alguno relativo a la desconexión del arrendatario si sus operaciones entorpecen o ponen en riesgo la calidad del servicio que ETESA debe brindar como prestador del servicio público de transmisión.

Handwritten signature and initials in the bottom right corner.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Esta Autoridad está de acuerdo con la propuesta de Elektra de introducir dentro del acuerdo de uso o contrato de acceso la desconexión del servicio si las operaciones de la empresa que hará uso de la infraestructura entorpecen o ponen en riesgo la calidad del servicio que ETESA debe brindar como prestador del servicio público de transmisión, por lo que se incluirá en el artículo 178 un literal agregando que el cliente será desconectado si afecta negativamente o ponen en riesgo la calidad del servicio que presta ETESA.

Con respecto al factor de multiplicación de los INR la ASEP coincide con el comentario de ETESA en cuanto a que debe incentivarse inicialmente la concreción de este tipo de negocios. No así con el análisis parcial que realiza la empresa acerca de la disminución que tendrían los INR ante la aplicación del factor de multiplicación. Hay que recordar que este tipo de negocio utiliza la infraestructura existente, tienen costos marginales muy bajos y los ingresos generados corresponden a beneficios extras. Para que el análisis sea completo deben considerarse los ingresos adicionales que obtendría la empresa en la realización de estos negocios.

Se tomará en cuenta la sugerencia de que los ingresos por actividades no reguladas serán netos de las deducciones del 10% de los ingresos por servicios de fibra óptica que se destinarán a la CSS, de acuerdo a la Ley 51, por lo que en la definición de la fórmula de INR se reemplazará el ingreso bruto por el ingreso neto luego de la deducción del 10% a la CSS.

8.12 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 180:

ETESA:

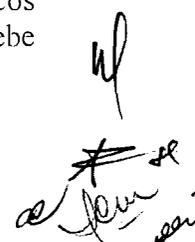
Manifiesta que al 31 de diciembre de 2007, la relación del valor de los activos de Planta General (edificios y mejoras, equipos de oficina, transporte, taller, informática, laboratorio, comunicación, mobiliario de oficina y misceláneos entre otros) dividido entre el valor total de los activos eléctricos (subestaciones y líneas), era de 10%. Con la construcción del edificio central propuesto en los dos últimos planes de expansión, la relación llega a 14%. Con base en los cálculos realizados por ETESA, el porcentaje asignado del 8% está por debajo de la relación real de los Activos No eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos, adicionalmente el mismo no llega a reconocer el incremento que representan hoy en día los altos costos de construcción de un edificio.

Expone la empresa que, dado que desconoce la forma en que fue determinado el 8% como valor tope reconocido, considera que si el mismo corresponde a un valor (porcentaje) eficiente de otras empresas de transmisión o la empresa comparadora, al igual que como se determinan los porcentajes eficientes de los gastos de administración, operación y mantenimiento, se debe establecer este porcentaje en el Régimen Tarifario.

ETESA propone ajustar el porcentaje asignado de acuerdo a la realidad de ETESA, o bien, si dicho porcentaje está establecido por la empresa comparadora, considera conveniente que se mantenga el principio de cálculo en este artículo y el valor porcentual se establezca como parte del Régimen Tarifario para el cálculo del IMP.

AES Panamá:

Sobre el establecimiento del valor tope para remunerar los activos de la Planta General, AES señala que la ASEP no justifica cómo se establece el porcentaje del 8% de los Activos No Eléctricos sobre los Activos Eléctricos del Sistema Principal de Transmisión. Considera que la ASEP debe



presentar a los agentes del mercado el estudio con la justificación de como se llegó a este valor tope propuesto.

En el caso de los proyectos estratégicos que desarrolle el Estado (Ejemplo; S/E Concepción) y que serán cedidos a ETESA para que estos formen parte del Sistema Principal de Transmisión, AES indica que a partir de su fecha de entrada en operación dichos activos serán considerados para determinar los costos eficientes de ADMTSPi y OMTSPi. Solicita aclarar cual será el mecanismo de devolución de estos costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso que la fecha de entrada en operación comercial de estos proyectos estratégicos desarrollados por el Estado se atrase o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado.

Elektra:

Comenta que en la propuesta de modificación del Artículo 73 se indica que ETESA deberá presentar un Plan de Expansión de la Planta General, el cual será indicativo, y deberá incluir la justificación económica de las inversiones requeridas en planta general y sistemas de comunicación. Sin embargo, más adelante, en la modificación propuesta al artículo 180 se indica que no se reconocerán el 100% de las inversiones de Planta General realizadas o proyectadas en el Plan de Expansión de Planta General, sino que se aplicará un porcentaje relacionado con los Activos Eléctricos.

Al respecto Elektra indica que no está de acuerdo con que se limiten las inversiones en Planta General de ETESA con un porcentaje. Elektra cree que al igual que el resto de las inversiones de transmisión, las mismas deben ser evaluadas y aprobadas de forma individual, tomando como base la sustentación económica que se le está solicitando. Al aplicar un porcentaje fijo podría estar limitando inversiones en mejoras a la productividad de la empresa que se traducirían posteriormente en menores costos para los clientes, o bien, se estaría incentivando inversiones en exceso.

Elektra solicita explicación de cómo se va a aplicar el 8% definido en el párrafo citado. Explica la empresa que interpreta es que para activos No Eléctricos sólo se reconocería el 8% del valor de los Activos Eléctricos. Por otro lado, no ve como se calculó ese 8% y cuál es su sustento práctico, por lo que solicita aclarar cómo se aplicará.

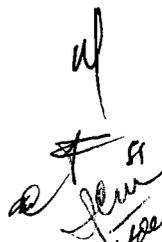
RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP considera que las inversiones de ETESA deben corresponder a inversiones eficientes y se deben ajustar a su principal función que es el servicio de transmisión.

Es deber de esta Autoridad velar por el interés de los usuarios y evitar que las empresas maximicen rentas incrementando el volumen de activos reconocidos regulatoriamente, ya que este aspecto incrementa los cargos a los usuarios. Por lo tanto, se hace preciso establecer algún límite para la remuneración de los activos no asociados directamente con sus funciones.

Para este fin, esta Autoridad estableció el 8% como valor tope para reconocer activos no eléctricos eficientes, según lo siguiente:

1. La ASEP hizo una investigación a nivel latinoamericano y encontró que otros reguladores han establecido porcentajes de valores eficientes a los activos no eléctricos utilizando una metodología que consiste aplicar un porcentaje como tope a estos activos sobre los activos eléctricos de la empresa de transmisión.



2. Considerando los valores de Activos No Eléctricos (ANE) tales como: edificios y mejoras, terrenos, equipos de oficina, transporte, taller, informática, laboratorio, mobiliario de oficina y misceláneos, de la empresa comparadora vigente de ETESA, se calculó la relación de los Activos No Eléctricos – Activos Eléctricos (ANE-AE) y se observó que la relación de ANE en relación a los AE para TRANSBA ha oscilado en el orden de 8% durante el periodo 2004 - 2007. Por consiguiente, si el valor de los ANE (Planta General) de ETESA supera el 8% con respecto al valor de los AE (SPT y Conexión) de la comparadora, se encuentran por encima de los valores que puedan considerarse eficientes.

La ASEP analizó los argumentos presentados por ETESA sobre el porcentaje establecido y consideró adecuado aumentar un 2% el porcentaje puesto como tope estableciendo de esta manera un 10% de los ANE – AE.

Sobre mantener el principio del cálculo en el Reglamento y establecer el porcentaje en el Régimen Tarifario, la ASEP indica que se debe mantener el porcentaje de costo eficiente en el RT y dejar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido la aplicación del mismo sobre los valores de los activos resultantes.

En cuanto al mecanismo de devolución de los costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso de que se atrase la fecha de entrada en operación comercial de los proyectos estratégicos desarrollados por el Estado o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado, está contemplado en el artículo 183 del RT (Actualización de los cargos). En el mismo se define el Coeficiente de Actualización Estructural (CAESi) que considera las variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo. Sin embargo, en este caso en particular, no habrá devoluciones puesto que esos ingresos no son contemplados en la tarifa ya que no se reconoce ni rentabilidad ni depreciación.

8.13 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 181:

AES Panamá:

En la propuesta de modificación de este artículo se indica que en el caso que el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos sean cedidos a ETESA y que son activos de conexión que pasarán a formar parte del Sistema de Conexión de Transmisión a partir de su fecha de entrada en operación y que dichos activos de conexión serán considerados para determinar los costos eficientes de ADMTSPi y OMTSPi.

AES señala que la ASEP deberá aclarar cual será el mecanismo de devolución de estos costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso que la fecha de entrada en operación comercial de estos proyectos estratégicos desarrollados por el Estado se atrase o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado.

RESPUESTA DE LA ASEP:

El mecanismo de devolución de los costos eficientes incluidos en la tarifa de transmisión, en el caso que la fecha de entrada en operación comercial de los proyectos estratégicos desarrollados por el Estado se atrase o los mismos no se lleguen a ejecutar durante el periodo del régimen tarifario aprobado está contemplado en el artículo 183 del RT (Actualización de los cargos). En el mismo se define el Coeficiente de Actualización Estructural (CAESi) que considera las variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo. Sin embargo, en este caso en particular, no habrá devoluciones puesto que esos ingresos no son contemplados en la tarifa ya que no se reconoce ni rentabilidad ni depreciación.

8.14 Comentarios a la propuesta de modificación del literal d) del artículo 182:

ETESA:

Propone añadir al artículo que la depreciación equivalente al tiempo de operación comercial de las instalaciones antes de la adquisición por ETESA, deberá ser descontada del valor eficiente reconocido.

En adición sugiere eliminar la última oración del artículo 182 d) dado que está en contradicción con la oración anterior, o bien modificar lo siguiente:

“... La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte de las instalaciones de conexión a pesar de ser usadas por más de un usuario...”

CND:

Explica que la redacción pareciera no estar acorde con la motivación que da lugar a la propuesta de modificación en cuanto al concepto de equipamiento de conexión y cuándo el mismo se mantiene como conexión según el número de usuarios. Indica que el criterio no está claro.

Elektra:

Indica que según la nueva redacción de este artículo, ETESA está obligada a comprar los activos de conexión propiedad de otros usuarios y el dueño de estas instalaciones de conexión está obligado a venderlas. La empresa señala que la ASEP no puede obligar a los propietarios de estas líneas de conexión que vendan estos activos a ETESA, porque con ello estaría violando el derecho a construir, operar y mantener activos de transmisión que el artículo 78 de la Ley 6 le otorga a las distribuidoras y generadoras, a saber:

“Los agentes del mercado podrán encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión y subestaciones, requeridas para la conexión y uso de plantas de generación y redes de distribución.”

En ese sentido, Elektra solicita que este párrafo quede así:

“... Las instalaciones de conexión que son propiedad de Grandes Clientes Habilitados y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridas por ETESA a un costo eficiente... La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes.”

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP está de acuerdo con la propuesta de cambio reglamentario de incluir que la depreciación equivalente al tiempo de operación comercial de las instalaciones antes de la adquisición por ETESA, se descuenta del valor eficiente reconocido, a efectos de que su valor represente el costo actual. En atención a ello, la redacción del literal d) del artículo 182 se modificará para incluir esta propuesta.

En relación al comentario de ETESA y CND sobre el párrafo donde se incluyen las líneas dentro de los equipamientos de conexión, manifestamos

que con los cambios que se introducen al artículo 167, no habrá tal inconsistencia.

Sobre el comentario de Elektra, la ASEP opina que en ningún caso se está violando el derecho a construir, operar y mantener activos de transmisión de acuerdo a lo que establece el artículo 78 de la Ley 6. Las partes de las instalaciones de un agente que sean inherentes a la operación del sistema o que son inversiones para garantizar la integridad y/o la seguridad del mismo, deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión.

La ASEP no está de acuerdo con referirse únicamente a los Grandes Clientes en este artículo, ya que esto aplica para cualquier usuario del Sistema de Transmisión.

8.15 Comentarios a la propuesta de modificación del literal m) del artículo 182:

ETESA:

Considera que el factor de 0.60 en la fórmula del cálculo de los cargos esporádicos no representa ninguna transformación o conversión. Su inclusión en los cálculos prácticamente duplican los costos de la transacción esporádica, lo cual amerita una explicación para los participantes del mercado eléctrico.

Prosigue la empresa que con relación a este cargo, es importante señalar que en la actualidad, algunos participantes del mercado eléctrico panameño, a los cuales ETESA no está autorizada a aplicarles cargos de transmisión, están realizando transacciones esporádicas de importación. Algunos de ellos están amparados por la Ley 45 y otros, debido a su capacidad instalada igual o menor de 5 MW, de acuerdo a la clasificación de usuarios (directos o indirectos) no se deben considerar para el pago de los cargos por transmisión.

Dado que el cargo por uso esporádico es parte de los cargos por uso del sistema principal de transmisión ETESA considera necesario que la ASEP, con base en las funciones que le otorga la Ley 6 de febrero de 1997, interprete la legislación y aclare la reglamentación de los cargos por uso esporádico del sistema de transmisión, para las importaciones de los participantes beneficiados por la Ley 45 de incentivos y/o con capacidad menor de 5 MW.

Con respecto a la aplicación de los cargos por uso esporádico y la necesidad de armonizar el Reglamento de Transmisión con el RMER, ETESA señala que el tema de las transacciones de importaciones deben ser tratadas a nivel regional, dado que dichas transacciones incluyen la remuneración del servicio de transmisión por el uso de las redes de transmisión regionales. Por lo tanto, una vez entre en aplicación el RMER este cargo esporádico para las importaciones debe dejar de aplicarse.

En cuanto a la metodología para el cobro de los servicios de transmisión a las plantas eólicas, utilizando los cargos por uso esporádico, ETESA hace un llamado de atención sobre los siguientes puntos:

La plantas eólicas, actualmente en trámite de viabilidad y acceso (100-150 MW), deben ser modeladas en el plan de expansión para establecer las necesidades de ampliaciones en el sistema de transmisión. Creando requerimientos de inversiones adicionales que no serán cubiertos por el cargo por uso esporádico de estas plantas.

Si el IMP de ETESA es distribuido entre todos los agentes del mercado, con excepción de las plantas eólicas, el resto de los agentes estarán cubriendo estas inversiones para que sean utilizadas esporádicamente por las plantas eólicas.

CND:

Según el CND, la propuesta de la ASEP parece tener el objetivo de aumentar el cargo por uso esporádico; sin embargo, no se exponen las razones técnicas y económicas que fundamentan este cambio. El cargo esporádico hasta este momento se aplica a las importaciones de energía y de acuerdo al Reglamento de Transmisión, en el futuro, a las centrales eólicas. Dado lo anterior, el aumento en el precio de las importaciones impactará en la formación del despacho económico.

AES Panamá:

Propone las siguientes modificaciones a este artículo: el uso esporádico debe ser un costo horario equivalente asignado a una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo, independientemente de la zona que esté ubicada con cargos positivos o negativos. Da como ejemplo que un Autogenerador que utiliza esporádicamente la Red de Transmisión debe pagar cargo por uso esporádico, independientemente de la zona de ubicación tenga cargos por Uso de la Red positiva o negativa.

AES complementa sus comentarios manifestando que la ASEP no justifica cómo se obtiene y cuál es el objetivo de introducir un nuevo factor de 0.60 para establecer el cargo esporádico, medida que aumenta considerablemente los cargos esporádicos afectando negativamente las transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad y reduciendo los incentivos de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 para usuarios que hayan instalado plantas de generación eólicas.

Además, considera que los ingresos por uso esporádico producidos deben ser asignados a todos los agentes que pagan cargos de transmisión, en concepto de reducción de los costos trasladados a las tarifas.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Dadas las características del Sistema de Transmisión panameño, los cargos de usos zonales permiten establecer tarifas en forma eficiente de manera que haya responsabilidad de los usuarios con respecto a los costos que incurren en la utilización de dicho Sistema. Por consiguiente es consistente e igualmente eficiente que el cargo por Uso Esporádico dependa de las zonas donde se use. Sobre el factor de 0.60 en la fórmula del cálculo de los cargos esporádicos, efectivamente no representa ninguna transformación o conversión. Se trata de un factor de utilización que considera la relación entre la energía y la potencia aplicada a agentes que por su modalidad de producción o consumo no pueden prever con certeza sus volúmenes de transacción, basado en la definición de Uso Esporádico del Artículo 6 del RT.

Es responsabilidad de ETESA la modelación de plantas eólicas en los análisis que realiza del Plan de Expansión, sin embargo, para efecto del pago de los cargos de Transmisión es necesario tomar en cuenta que el esquema tarifario de generación se define en base a la capacidad instalada y esto afectaría notablemente a los generadores eólicos cuyo factor de uso es generalmente muy bajo. Es por eso que se propone mantener el esquema de uso esporádico con el factor de uso de 0.60 agregando que pagarán el mismo al cargo esporádico que le corresponda de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación.



Con respecto a los usuarios extranjeros del sistema de transmisión, mientras que los agentes nacionales reciben directamente las señales tarifarias y asumen los cargos de transmisión al momento de hacer inversiones, los extranjeros no participan en las ampliaciones que se deban realizar. Esta característica se basa en el hecho de que los agentes extranjeros no tienen compromisos firmes de contratación o, en el caso que los tengan, no hay certeza de que una inversión que requieran la retribuyan con anterioridad a la finalización de su vida útil. Por tal razón se está aclarando la forma de cobrar las transacciones con agentes de otros países.

Por otra parte, haciendo referencia al comentario de AES, la ASEP no coincide con la solicitud de que los ingresos producidos deben ser asignados a los agentes que pagan los cargos de transmisión. Los ingresos por uso esporádico deben ser asignados a los usuarios finales, quienes son, en última instancia, los que pagan los costos del sistema.

En referencia a la aplicación de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 y/o con capacidad menor o igual a 5 MW esta Autoridad indica:

La exoneración de cargos de transmisión y/o distribución a que hace referencia la Ley 45 es sólo para la venta directa o al mercado ocasional (artículo 8 de la Ley) que realicen los sistemas de centrales de minihidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y los sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 10 MW al igual que lo dispuesto en el artículo 9 para plantas de más de 10 MW y hasta 20 MW, es sólo para incentivar la construcción y desarrollo de plantas de generación de dichos sistemas de centrales tal y como dispone el artículo 1 de la referida Ley.

Lo anterior también aplica para el caso de las exoneraciones dadas a las plantas de hasta 5 MW de capacidad instalada.

Finalmente, la ASEP concluye que el objetivo de la propuesta no es aumentar el cargo por uso esporádico sino representar adecuadamente el uso del sistema a través de un factor de utilización estimado en 0.60. Asimismo, no hay discriminación ni positiva ni negativa con respecto a los cargos que debe pagar las importaciones de energía. Las mismas pagarán igual que la demanda nacional.

8.16 Comentarios a la propuesta de modificación del literal a) del artículo 195:

ETESA:

Comenta que el literal a) propone que la u , debe ser resaltada con comillas y en negrita. Adicionalmente el término potencia debe ser reemplazado por demanda en la definición de ΣD_{ui} .

AES Panamá:

Sobre el literal a) AES propone cambiar la definición de PC_{ui} a:

PC_{ui} = demanda máxima anual no coincidente del usuario u en el año tarifario "i", o capacidad neta de entrega en el punto de interconexión al SIN al momento de hacer la pruebas de entrada de operación comercial, del generador "g" en el año tarifario "i".

Esta sugerencia se basa en que la capacidad instalada no es necesariamente la máxima capacidad de entrega de un generador al SIN, que generalmente es su potencia instalada máxima es reducida por los consumos auxiliares, pérdidas, antes de utilizar la Red de Transmisión.



RESPUESTA DE LA ASEP:

Se ajustará el texto en atención a lo comentado por ETESA.

Sobre la solicitud de cambio de la definición de PCui, los cargos de transmisión se pagan por capacidad instalada. El procedimiento establecido en el Artículo 195 debe ser consistente con dicho criterio.

8.17 Comentarios a la propuesta de modificación del literal c) del artículo 195:

ETESA:

Sobre el factor del 0.60, ETESA considera que se debe mantener el mismo criterio propuesto por ellos para el artículo 182 inciso m).

AES Panamá:

Sobre el literal c) de dicho artículo, AES señala que en la propuesta de modificación la ASEP no justifica cómo se obtiene y cuál es el objetivo de introducir un nuevo factor de 0.60 para establecer el cargo esporádico, medida que aumenta considerablemente los cargos esporádicos.

RESPUESTA DE LA ASEP:

En la respuesta a los comentarios al literal m) del artículo 182 legible en el considerando 8.15 de la presente resolución, se explica lo relacionado al factor para establecer el cargo por uso esporádico.

8.18 Comentarios a la propuesta de modificación del literal d) del artículo 195:

AES Panamá:

En la propuesta de modificación de este artículo en el literal d) se establece que "...Para este propósito se establecerá una metodología uniforme de detalle para que sea aplicada por los agentes, la que será aprobada por la ASEP."

AES solicita aclarar quién tendrá la responsabilidad de elaborar la metodología uniforme de detalle (el CND o el Comité Operativo).

RESPUESTA DE LA ASEP:

Previa recepción de una propuesta metodológica de las distribuidoras, la ASEP tendrá la responsabilidad de evaluar y adecuar la propuesta, la cual será aprobada por ASEP.

8.19 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 201:

CND:

De acuerdo a lo expresado por el CND, la modificación de este artículo establece que el plan de inversiones que deberá presentar el CND, debe contener los requerimientos de servicios adicionales o nuevos a ser prestado por esta dependencia. Sin embargo, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece que el CND es el responsable de prestar el servicio de operación integrada y administración del Mercado Mayorista de Electricidad, definiendo las funciones que debe cumplir para poder prestar dicho servicio, por lo tanto, las inversiones que realice deben estar dirigidas a cumplir con dichas funciones y no para servicios adicionales o nuevos, como lo establece

la propuesta de modificación; a menos que esto se refiera a servicios nuevos asociados con el Servicio de Operación Integrada, de ser así, debería aclararse.

RESPUESTA DE LA ASEP:

La ASEP considera correcta la apreciación del CND: los requerimientos de servicios adicionales o nuevos contenidos en la propuesta de modificación se refieren a servicios nuevos asociados con el Servicio de Operación Integrada. por lo que se modificará este artículo para que esto quede claro.

8.20 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 204:

CND:

La propuesta de la ASEP establece un nuevo cargo al uso esporádico y que se acreditará a la demanda y al CND. Señala, además, que no se exponen las razones técnicas y económicas que fundamentan este cambio. El cargo esporádico hasta este momento se aplica a las importaciones de energía y de acuerdo al Reglamento de Transmisión, en el futuro, a las centrales eólicas. Dado lo anterior, el aumento en el precio de las importaciones impactará en la formación del despacho económico.

Por otro lado, la ASEP propone asignar al CND un porcentaje (5%) del nuevo cargo que se pretende crear, como incentivo. El CND considera que de crearse este cargo, el porcentaje de asignación para el CND no debe considerarse como un incentivo, sino como la remuneración de un servicio prestado y al cual tiene derecho, pues los agentes que califican para este cargo tienen la obligación de pagar el Servicio de Operación Integrada (SOI), por tanto debería incluirse en el IMP correspondiente a este servicio.

AES Panamá:

Con respecto al cargo, AES solicita cambiar la redacción de capacidad instalada por capacidad neta de entrega en el punto de interconexión al SIN.

La empresa está de acuerdo en que los agentes que solo pagan por Uso Esporádico de Transmisión, deban pagar un Cargo por el Servicio de Operación Integrada (SOI), no así aquellos agentes que ya pagan cargo por SOI, por ejemplo generadores que importan ya pagan un cargo por el Servicio de Operación Integrada.

Adicionalmente, AES señala que la ASEP no justifica cómo se obtiene y cuál es el objetivo de introducir un nuevo factor de 0.60 para establecer el cargo esporádico, medida que aumenta considerablemente los cargos.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Estamos de acuerdo con el CND y se eliminará la palabra incentivo en la propuesta de cambio reglamentario del Artículo 204.

Sobre la solicitud de AES de que los cargos de transmisión se calculen sobre la capacidad neta la ASEP aclara que para efectos tarifarios estos cargos se pagan por capacidad instalada. El procedimiento establecido en este Artículo debe ser consistente con dicho criterio

Con respecto al comentario de AES el cual indica que aquellos agentes que ya pagan cargos por SOI, por ejemplo generadores que importan ya pagan un cargo por el Servicio de Operación Integrada, no deben pagar la porción de cargo asociado al Cargo por Uso Esporádico, la ASEP señala que para el cálculo del SOI éste se distribuye entre la capacidad instalada existente en

Panamá. En el caso de las importaciones, estas transacciones actualmente no remuneran al CND por el Servicio de Operación Integrada.

Sobre el factor de 0.60 en la fórmula del cálculo de los cargos esporádicos, esto ya fue explicado cuando se respondió el Artículo 182 m).

8.21 Comentarios a la propuesta de modificación de los artículos 206 y 207:

CND:

Solicita que se analice la doble penalización que se les está aplicando por la aplicación de los indicadores de gestión y por los resultados de las auditorías anuales establecidas en el Reglamento de Transmisión; y la merma de recursos que la aplicación del Factor de Ponderación (FP) puede acarrear y que puede causar afectación en determinado momento, del servicio de operación integrada ordenado al CND por Ley.

En este sentido, considerando lo establecido en artículo 100 de la Ley 6, el cual dispone la posibilidad de modificación de las fórmulas tarifarias antes del plazo y a lo dispuesto en el artículo 14 del Reglamento de Transmisión que establece la posibilidad de modificaciones extraordinarias a cualquiera de los Títulos del mismo y a las fórmulas tarifarias cuando algún hecho lo justifica, solicita lo siguiente:

En primer lugar, solicita modificar el artículo 209 del Reglamento de Transmisión el cual en la actualidad dispone que las auditorías puedan ser: a) ordinarias: aquellas realizadas todos los años por ETESA para evaluar el cumplimiento de objetivos y b) extraordinarias: ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales importantes que las justifican.

El CND propone que se modifique el artículo 209 de forma tal, que se realicen sólo las auditorías de tipo extraordinarias y que éstas se efectúen sólo ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales que las justifiquen, siendo que estas auditorías no tengan la finalidad de disminuir los ingresos del CND, más bien deberían buscar las causas por la cual se están dando estas ineficiencias en las actuaciones del CND y con esto, buscar las soluciones que mejoren estas actuaciones. Reducir los ingresos del CND atenta contra el servicio de utilidad pública de operación integrada que por Ley debe brindar esta dependencia.

En segundo lugar, eliminar de los artículos 206 y 207, el Factor de Ponderación (FP) que lleva la fórmula de ajuste de cargos, ya que como se ha explicado, puede comprometer de forma grave la capacidad financiera del CND.”

Añade el CND que la entidad reguladora ha acogido parte de los comentarios que en su momento fueron presentados por ellos. Sin embargo, le preocupa que aún se mantenga el Factor de Ponderación (FP) pues como ha indicado, la sola aplicación de este factor puede comprometer los servicios que el CND presta, pues si como resultado del mismo se le disminuye en sus ingresos y contrapuesto a dicha disminución no tiene rentabilidad alguna, definitivamente que alguno de sus procesos se verá afectado, independientemente de cuánto sea la afectación de los ingresos del CND.

Por otro lado, expresa el CND, de mantener la ASEP la propuesta de modificación en los términos planteados, surgen dudas respecto al margen de tolerancia del 3%, así como con el período de cura establecido para mejorar los procesos. Solicita aclaración de que si se refiere a que se considera como un resultado sin aplicación de reducción del ingreso para el CND el 97% de



cumplimiento, y a partir de qué porcentaje de cumplimiento se concederá el término para mejorar los procesos deficientes.

Además de lo anterior, observa que la ASEP en la parte final del documento "CONSIDERACIONES PARA LAS MODIFICACIONES DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN" que acompaña esta propuesta de modificación recomienda la derogación de la Resolución No. JD-4233 de 26 de septiembre de 2003 y sus modificaciones, por lo tanto solicita a la ASEP para evitar una doble penalidad al CND, proceder con esta recomendación.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Se ha considerado mantener el Factor de Ponderación (FP) en la fórmula de ajuste de los cargos por el Servicio de Operación Integrada (SOI), como herramienta que permite alcanzar la eficiencia y eficacia en la gestión del CND pero, atendiendo el efecto que produce en el CND, se recomienda flexibilizar su aplicación otorgando al CND un periodo de 18 meses de gracia.

La ASEP desea aclarar que, con respecto al porcentaje que se otorga, si se obtiene un resultado por debajo de 97% se penalizará y si es por encima de este porcentaje no se penalizará. En todo caso, cualquier deficiencia que se destaque en las auditorías, aunque estén dentro del margen de tolerancia, es deber del CND mejorarla.

Considera también que se deben mantener las auditorías ordinarias al CND ya que constituyen una herramienta fundamental para el monitoreo y control de la gestión del CND. Las auditorías serán a cargo de la ASEP y bajo su responsabilidad, para garantizar los objetivos que se desean.

La ASEP procederá a derogar la Resolución de la JD-4233 y sus modificaciones, ya que implica una doble penalización a la gestión del CND por parte del Regulador.

8.22 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 208:

CND:

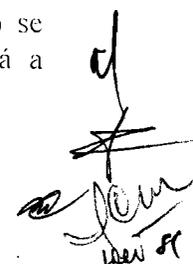
La propuesta indica un Anexo d) que contiene los subprocesos nacionales y regionales, pero en la documentación puesta a disposición por la ASEP no se encuentra dicho Anexo. Por lo tanto, el no poder revisar el listado de los subprocesos contenidos en dicho documento, nos impide presentar comentarios al respecto.

Otro aspecto que el CND considera debe ser modificado en este artículo es el literal b), pues no entiende por qué la auditoría, de permanecer, que debe realizar la ASEP al CND debe tener como uno de sus objetivos evidenciar el cumplimiento de las obligaciones legales por parte de los agentes del Mercado. Estas auditorías deben evidenciar solamente el cumplimiento de las obligaciones del CND, pues no tiene sentido penalizar al operador del sistema por los incumplimientos legales de los Agentes del Mercado.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Se procederá a corregir el literal b) para aclarar la redacción en el sentido de observar el cumplimiento del CND referente a sus obligaciones con el Servicio de Operación Integrada y a la fiscalización de los agentes en el cumplimiento del SOI.

Los sub-procesos a lo que se refiere el literal c) en un Anexo d, no se incluirán en el Reglamento de Transmisión, por lo que se procederá a



corregir el artículo. Los procesos y sub-procesos se indicarán en el Ingreso Máximo Permitido.

El señalamiento de que se provea de evidencias razonables del cumplimiento de las obligaciones legales de los agentes del Mercado tiene como objetivo el contar con elementos adicionales para revisar y evaluar las actividades de responsabilidad del CND sobre actividades que los agentes del mercado deben cumplir relacionadas con el SOI.

8.23 Comentario general

CND:

El CND sugiere una revisión de las definiciones contenidas en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión, a fin de que sean acordes con los conceptos que se introducen en la propuesta de modificación.

En los documentos presentados por la ASEP, la entidad reguladora no ha indicado cuándo entrarían en vigencia las modificaciones propuestas. Por las implicaciones que estas modificaciones conllevarán recomendamos que las mismas sean efectivas a partir de la vigencia del nuevo Régimen Tarifario.

RESPUESTA DE LA ASEP:

Las inconsistencias que pudieran darse en las definiciones fueron corregidas en los artículos correspondientes. Sobre la entrada en vigencia de las modificaciones, ésta se indicará en la Resolución que apruebe las modificaciones.

9. Que analizados los comentarios presentados por los participantes de la Audiencia Pública, corresponde a esta Autoridad conforme lo dispone el numeral 29 de la Ley 26 de 1996, realizar las funciones establecidas en la Ley y reglamentos para que se cumplan las funciones y los objetivos de la Ley sectorial, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR los artículos 16, 17, 18, 73, 75, 86, 99, 100, 167, 177, 178, 180, 181, 182, 195, 201, 204, 206, 207, 208 y 209, así como el nombre del Título X del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, tal y como se establece en el Anexo A de la presente Resolución, de la cual forma parte integral.

SEGUNDO: APROBAR el Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el Servicio Público de Transmisión de Electricidad, para el periodo tarifario del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013, el cual está contenido en el Anexo B de esta Resolución de la cual forma parte integral.

TERCERO: ADVERTIR que queda vigente e inalterable el resto de la Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 y demás modificaciones.

CUARTO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada del Reglamento de Transmisión que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente resolución.

QUINTO: DEROGAR las Resoluciones JD-4233 de 26 de septiembre de 2003, JD-4426 de 22 de diciembre de 2003, JD-4807 de 27 de julio de 2004, JD-5111 de 14 de enero de 2005, JD-5154 de 4 de marzo de 2005, JD-5419 de 19 de julio de 2005 y JD-5512 de 12 de septiembre de 2005 relativas al establecimiento de Indicadores de Gestión al CND y cualquiera otra disposición contraria al reglamento aprobado en la presente Resolución.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006. Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Ley 6 de 22 de enero de 2002.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General

