

**COMENTARIOS DE ETESA A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN RESOLUCIÓN AN No. 6296-
Elec de 10 de julio de 2013**

TÍTULO I, CAPÍTULO I.1: OBJETO

Comentarios Artículo 2a

Debe indicarse en la propuesta que la clasificación para efecto del cálculo de los cargos por uso sea “como equipamiento principal y equipamiento asociado totalmente a la demanda”.

TÍTULO I, CAPÍTULO I.2: ALCANCE

Comentarios Artículo 3

La propuesta modifica en el literal a) “Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)” por “Ente Regulador del Sector Eléctrico”. Esta última figura no existe formalmente dentro de la estructura del sector eléctrico de Panamá.

La propuesta cambia en el literal c) “Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)” por “Empresa de Transmisión”. Al eliminarse el término “ETESA”, se deberá verificar en todo el Reglamento este cambio. Por ejemplo Capítulo 1.5, artículo 11.

TÍTULO I, CAPÍTULO I.3: JERARQUÍA DEL REGLAMENTO

Comentarios Artículo 5

La propuesta de redacción respecto al Texto Único de la Ley 6, señala “y sus actualizaciones”. Solicitamos se cambie el término “actualizaciones” por “modificaciones”, ya que la Ley no se actualiza, se modifica.

TÍTULO I, CAPÍTULO I.4: ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Comentarios Artículo 6

Las definiciones de Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y Ente Operador Regional no corresponden con sus definiciones en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Asimismo las definiciones de Red de Transmisión Regional y Sistema Eléctrico Regional no corresponden con sus definiciones en el Tomo I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

TÍTULO II: GENERALIDADES

Comentarios Artículo 17

La responsabilidad asignada a ETESA, de administrar los ingresos que se produzcan de la RTR en el ámbito del mercado nacional, tiene un manejo contable – financiero diferente al que se le da a los ingresos que se producen de otras actividades sobre las que ETESA puede rentar. Adicionalmente, los costos en los que incurre ETESA al respecto también son mayores. En este sentido, ETESA no está de acuerdo con el porcentaje que nos está reconociendo el Regulador como un “incentivo”.

ETESA cumple con las disposiciones del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y con las regulaciones y reglamentaciones del MER, no obstante, considera necesario que se le reconozcan los costos en los que incurre para que ese cumplimiento se de en los términos y condiciones que la regulación vigente exige.

Por lo anteriormente expuesto, consideramos que un 10% como incentivo, nos permitiría cumplir de forma efectiva con esta asignación establecida en el Reglamento de Transmisión.

Aclarar el ámbito de aplicación: mercado nacional o mercado eléctrico nacional.

TÍTULO V, CAPÍTULO V.1: CRITERIOS GENERALES

Comentarios Artículo 64

La propuesta incorpora un nuevo inciso d) iv) que señala:

“...., a partir de la fecha de aplicación de este reglamento, para el primer año N eberán realizarse los estudios completos e integrales del PEST sin condicionamientos previos.”

Consideramos que la redacción es confusa. Hay que corregir “eberán” por “deberán”. No está claro cual será el primer año N, ya que la fecha de aplicación de este reglamento, es en el presente año 2013 y para este año ya se elaboró y presentó el plan de expansión. Igualmente, la redacción debe ser más precisa en lo que se refiere a “sin condicionamientos previos”.

TÍTULO V, CAPÍTULO V.2: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN V.2.2: METODOLOGÍAS DE DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Comentarios Nuevo Artículo

Artículo XX, Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión

La propuesta incorpora este nuevo artículo como el “Artículo XX”. De acuerdo a la numeración del Reglamento debe ser el Artículo 77.

La propuesta establece que el CND debe realizar un diagnóstico actual y de muy corto plazo del sistema de transmisión. Se solicita aclarar si como parte de este estudio se debe de considerar el análisis del planeamiento operativo del sistema.

Se enumeran los siguientes comentarios al nuevo artículo propuesto:

1. Actualmente el CND publica durante el mes de diciembre de cada año el Informe de Seguridad Operativa correspondiente a los condiciones operativas esperadas para el año siguiente (año N), esto en

cumplimiento del numeral MOM.1.31 del Reglamento de Operación. La información de la demanda es actualizada en base al Informe Indicativo de Demandas vigente y la información de generación de acuerdo a lo indicado por los Agentes en las solicitudes enviadas para la elaboración del Informe de Planeamiento Operativo, confeccionado de igual manera por el CND.

2. Tomando en cuenta que el proceso de elaboración del Plan de Expansión lleva un tiempo de ejecución superior a los informes que realiza el CND y que por lo tanto la información actualizada de demanda y generación manejada por el CND podría ser más reciente, se propone la modificación al artículo propuesto en base a los puntos anteriores expuestos, para que la información del informe de Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión sea utilizada tanto para el año N, como para el año N+1 de la información que el CND solicita a los Agentes del Mercado para la elaboración del Informe de Planeamiento Operativo. (Punto d. del artículo propuesto).
3. En cuanto a los resultados de los análisis indicado en el artículo propuesto (punto f.), el CND puede indicar las restricciones y deficiencias del SPT, sin embargo ante las recomendaciones para ejecutarse en el corto plazo y sus implicaciones económicas, consideramos que esto lo debería verificar ETESA una vez el CND entregue sus resultados, pues son los responsables de la expansión de la red de transmisión.

Consideramos que en esta propuesta se le está dando responsabilidades al CND que no están contempladas en la Ley. Ya que el CND debe dar recomendaciones de soluciones, las cuales se traducen en inversiones, que de acuerdo al inciso h) la Empresa de Transmisión debe considerar como firme.

Es decir, el CND mediante un análisis de dos años podrá determinar inversiones a realizar por ETESA cuya viabilidad técnica y económica no ha sido evaluada a mediano y largo plazo.

En caso que el CND deba recomendar expansiones en el corto plazo, pudiera no ser tan certeros los resultados en cuanto a tiempos de puesta en servicio de los equipos, presupuestos para las obras, personal implicado, en general, información que no maneja el CND, puesto que como se mencionó ETESA es el responsable de la planificación de la red.

4. De manera general, consideramos importante que se especifiquen los tiempos de entrega del informe de Diagnóstico, de acuerdo a lo siguiente:

- Fecha de entrega del informe de diagnóstico a la ASEP y ETESA para comentarios. En el artículo propuesto (punto g.) sólo se indica que con anterioridad a la fecha de publicación, ya que de recibir comentarios que requieran una modificación al informe, el CND debe contar con un tiempo para realizar las simulaciones en caso de ser necesario y cumplir con la fecha de entrega previo al 31 de enero del año N.

TÍTULO IX, CAPÍTULO IX.1: DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES

SECCIÓN IX.1.1: COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Comentarios Artículos 179, 180, 181

Respecto a la empresa comparadora concordamos en que se evalúe una o más empresas que permitan seleccionar la empresa cuya estructura sea comparable con la de ETESA y cuya homologación permita determinar los comparadores que definen la eficiencia en la gestión y cumplir con el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

Sin embargo, la redacción actual de los artículos 179, 180, 181 es muy general, no define un procedimiento a seguir para seleccionar la Empresa Comparadora; pasar de singular a plural no agrega nada en este sentido. Tendría más valor incluir en ellos un detalle del procedimiento de selección.

Aunque se evalúen varias Empresas Comparadoras, finalmente hay que quedarse con una para obtener un indicador OMT%M* y un indicador ADMT%M*.

Se propone:

1. Al momento de definir los comparadores eficientes, ETESA sea homologada con una de las empresas evaluadas (aquella cuya homologación con ETESA permita cumplir con el Art. 106 del Texto Único de la Ley 6) o
2. Suministrar la metodología a seguir para definir los comparadores.

TÍTULO IX, CAPÍTULO IX.2: INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.2.1: INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Comentarios Artículo 186

La propuesta incorpora en la definición de ACTSP_{Tefi}, la frase “El valor nuevo de reemplazo correspondiente a los Activos No Eléctricos asociados, se determinará utilizando un parámetro eficiente dado como un porcentaje, con un valor tope del 10%”. Consideramos que la redacción es confusa. ¿Se debe interpretar que los Activos No Eléctricos a reconocer serán los registrados contablemente o el 10% de los Activos Eléctricos, lo que sea menor? ¿Cuál es el sustento del tope porcentual propuesto?

En la misma definición de ACTSP_{Tefi}, la frase “Los activos eléctricos incorporados mediante el mecanismo de Leasing, perfectamente identificados, deben ser considerados en el cálculo del ACTSP_{Tefi}”, no precisa la forma de calcular el monto del activo. En este caso del Leasing, donde hay una

financiación de varios años, no queda claro cuál será la base de capital para obtener los costos regulados, toda vez que dichos costos regulados deben ser afrontados por ETESA durante la construcción de la obra.

Se solicita adaptar el Artículo 183 a la fórmula indicada en el Artículo 186 que contemple la figura del Leasing.

En la definición de ACTNSPTi corregir “costooriginal” por “costo original”.

En la definición de GL, no queda claro si este costo anual incluye amortización e intereses? o solamente los intereses durante construcción. Asimismo, ¿como será incluido este monto en el IMP? ¿Valor, porcentaje (%) con respecto a qué?

En la definición de GA, en el punto a) segundo párrafo al final corregir “Rrglamento” por “Reglamento”.

En el párrafo que señala “Cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos mediante el mecanismo de Leasing, los activos asociados formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMTSPi y OMTSPi.”

Nuestro comentario es que una vez pasen los 10 años ó 12 años del contrato de Leasing. Cuál sería la metodología de capitalización del activo. ¿Se capitaliza el activo depreciado? O sólo se cobraría ADM y OYM, durante los 30 años.

TÍTULO IX, CAPÍTULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.3.1: CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Comentarios Artículo 188

La ASEP mediante Resolución AN No. 5847-Elec de 31 de diciembre de 2012, aprobó cambios al Reglamento de Transmisión para incorporar las interfases regulatorias con el Mercado Eléctrico Regional (MER). Dicha

Resolución en respuesta a los comentarios de ETESA (Audiencia Pública) a la aplicación de los cargos por uso esporádico a las importaciones y exportaciones, señala lo siguiente:

“En vista que el comentario no fue orientado a la propuesta de modificación, el mismo no se acepta. Sin embargo, esta Autoridad toma nota de la inquietud del transportista y considerará la misma en la próxima revisión del Régimen Tarifario de Transmisión que está muy próxima a iniciarse.”

Por lo tanto, reiteramos lo señalado anteriormente que las regulaciones del MER dentro del concepto de Cargo Variable de Transmisión (CVT) asigna el uso del Sistema Principal de Transmisión a las transacciones regionales de manera explícita. Si se mantiene el texto del apartado ii) del literal m) de este Artículo 188, las transacciones regionales comercializadas desde Panamá estarían pagando doble cargos de transmisión local, una a través de las transacciones esporádicas y otra a través de los CVT en el MER.

Con lo anterior, las transacciones regionales comercializadas desde Panamá pierden competitividad con el resto de la región ya que deben asumir un cargo adicional y que indudablemente los oferentes lo incluyen dentro su riesgo, perdiendo oportunidad con el resto de oferentes de otros países ya que éstos no tiene necesidad de adicionar ese cargo.

TÍTULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA

Comentarios Artículo 228

La propuesta de redacción de este artículo señala “En tanto los reclamos sean resueltos, los Usuarios deben realizar los pagos de acuerdo a los valores indicados en la Factura, excepto si los mismos son de un monto extraordinario con respecto a los pagos habituales en cuyo caso la ASEP deberá decidir si procede realizar el pago completo, un pago parcial o esperar la resolución del reclamo.”

Nuestro comentario es el siguiente:

1. ¿Qué pasa con los pagos habituales, el usuario lo realizara?
2. Si la ASEP demora en decidir la forma de pago, ¿se le podrá cobrar intereses, en el caso que sea parcial o esperar la resolución del reclamo?

3. Adicionalmente se podrá cobrar intereses si el reclamo sale a favor de ETESA. La resolución puede durar semanas, meses, años. Fundamentado en el valor del dinero en el tiempo.

Comentarios Artículo 235

La propuesta de redacción de este artículo señala “Las deudas con la Empresa de Transmisión sufrirán un recargo a partir de estar en mora, calculado sumando un punto al promedio del último año de las tasas de préstamos bancarios a un año que sean publicadas por la Superintendencia de Bancos.”

Nuestro comentario es el siguiente:

1. ¿Qué tipo de préstamos se deben considerar para este cálculo?
2. ¿Cuánto sería la tasa mínima a cobrar?