



REPÚBLICA DE PANAMÁ

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución No. JD-5216

Panamá, 14 de abril de 2005

Por la cual se aprueba el Reglamento de Transmisión

**La Junta Directiva del Ente Regulador de los Servicios Públicos,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) 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 No. 6 de 3 de febrero de 1997 modificada por el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 20 de la Ley No. 6 mencionada anteriormente, preceptúa que le corresponde al ERSP establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el numeral 1 del Artículo 98 de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, señala que el ERSP definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además indica que de acuerdo con los estudios que realice, el ERSP podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas;
5. Que el numeral 2 del Artículo 98 de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997 establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del ERSP, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por el ERSP;

6. Que el artículo 100 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, establece la vigencia de las fórmulas tarifarias señalando que las mismas tendrán una vigencia de cuatro años, las cuales podrán ser modificadas excepcionalmente por causas contempladas expresamente en el artículo mencionado;
7. Que el ERSP mediante la Resolución No. JD-2787 de 31 de mayo de 2001, modificada por la resolución JD-3308 de 9 de mayo de 2002, aprobó el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, con una vigencia del 1 de Julio de 2001 al 30 de junio de 2005, motivo por el cual es necesario establecer un nuevo régimen tarifario para el servicio público de transmisión;
8. Que los antecedentes disponibles y la experiencia regulatoria muestra que muchos de los elementos regulatorios aplicados deben tener una vigencia en el largo plazo y que las fórmulas tarifarias serían los parámetros a revisar sin que ello afecte la concepción general tarifaria;
9. Que el ERSP considera que el Régimen Tarifario, el Reglamento de Acceso, las Normas de Calidad, la organización de las expansiones, la planificación del sistema y la conexión y uso, requieren de normas de largo plazo que son convenientes agruparlas en un documento único, al cual se ha denominado Reglamento de Transmisión;
10. Que para efectos de elaborar el Reglamento de Transmisión, el ERSP realizó estudios y análisis sobre el régimen de transmisión actual y adicionalmente contrató consultorías especializadas en tarifas de transmisión, en normas de calidad y en planificación de la expansión de la transmisión, para colaborar con el ERSP en la elaboración del Reglamento de Transmisión para el Servicio Público de Transmisión;
11. Que la ley No. 45 de 4 de Agosto de 2004 establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y otras fuentes nuevas, renovables y limpias que deben ser consideradas en el Régimen Tarifario de Transmisión;
12. Que el ERSP mediante la Resolución JD-4993 de 15 de octubre de 2004, convocó a una Audiencia Pública para recibir comentarios a la propuesta de Reglamento de Transmisión;
13. Que el ERSP recibió comentarios sobre la propuesta del Reglamento para el Servicio Público de Transmisión, de las siguientes empresas, entidades y personas naturales:
 - 13.1. Bahía Las Minas Corp. (BLM)
 - 13.2. Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A. (FORTUNA)
 - 13.3. Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA)
 - 13.4. Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)
 - 13.5. Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)
 - 13.6. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
 - 13.7. AES Panamá S.A. (AES)
 - 13.8. Percy Garrido
 - 13.9. Elvia Chan
 - 13.10. René Rivera
14. Que los días 2 y 3 de diciembre de 2004 se efectuó la Audiencia Pública de acuerdo a lo establecido en la Resolución No. JD-4993 de 15 de octubre de 2004, y en la misma participaron las siguientes empresas, entidades y personas naturales:
 - 14.1. Bahía Las Minas Corp. (BLM)

- 14.2. Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A. (FORTUNA)
- 14.3. Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA)
- 14.4. Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)
- 14.5. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
- 14.6. AES Panamá S.A. (AES)
- 14.7. Percy Garrido
- 14.8. Elvia Chan

15. Que el ERSP recibió de los participantes, múltiples comentarios y observaciones sobre el proyecto de Reglamento para el Servicio Público de Transmisión durante el proceso de la Audiencia Pública, motivo por el cual se analizan los principales conceptos presentados en el mencionado proceso de Audiencia;

15.1. COMENTARIOS AL TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES

15.1.1. COMENTARIO

ETESA indica que no se está armonizando la Reglamentación de la Transmisión con la Reglamentación del Mercado Eléctrico Regional (MER), y cita como un ejemplo de este problema el tema del Régimen Tarifario.

ANÁLISIS

El Reglamento de Transmisión Regional para entrar en vigencia debe ser aprobado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Los documentos existentes si bien están en una fase final, aún no están aprobados, por lo tanto de haber inconsistencias las mismas pueden ser revisadas en el Reglamento de Transmisión mediante los mecanismos de modificación establecidos. No obstante, se ha trabajado en armonizar aquellos elementos que se consideran que no sufrirán cambios en la versión definitiva del Reglamento del MER y que son generales al Reglamento de Transmisión. Es así que la estructura del Reglamento, los Derechos y obligaciones de los agentes transmisores, la coordinación del libre acceso, las remuneraciones y compensaciones, el régimen de calidad del servicio, el sistema de planificación de la transmisión regional (SPTR), las Ampliaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) y el diseño de ampliaciones, planificación y operación de la RTR, así como los criterios de desempeño mínimo para el diseño y la operación de la RTR han sido contemplados en este Reglamento.

15.1.2. COMENTARIO

ETESA comenta que el Uso y Adquisición de Inmuebles y Servidumbre debe ser contemplado entre los objetivos específicos de la propuesta de Reglamento que el ERSP presenta a consideración en función del Título VI de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no se debe incorporar el Uso y Adquisición de Inmuebles y Servidumbre entre los objetivos específicos de este Reglamento, ya que el mismo se encuentra desarrollado en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 y en varias Resoluciones del ERSP, y su alcance excede al del Reglamento de Transmisión por abarcar las actividades de distribución y comercialización y a partes no involucradas en el sector eléctrico.

15.1.3. COMENTARIO

ETESA solicita que se aclare qué es sistema secundario y que el Reglamento de Transmisión debe ser un documento autocontenido.

ANÁLISIS

La indicación de la empresa ETESA sobre sistema secundario es pertinente ya que este término no existe en la regulación panameña a nivel de transmisión, por lo que se eliminó del texto final del Reglamento de Transmisión. Por otra parte, el ERSP está de acuerdo en que dicho Reglamento debe ser un documento autocontenido.

15.1.4. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que no aparecen indicaciones sobre criterios de minimización del impacto tarifario a los clientes finales y que en las modificaciones al Reglamento de Transmisión se incluya el impacto tarifario; indican también que no se desarrollan los criterios de política energética nacional para la promoción de los recursos energéticos del país en el Reglamento de Transmisión.

ANÁLISIS

El ERSP considera que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 tiene como objetivo buscar la eficiencia en el servicio eléctrico lo que no es necesariamente la minimización del impacto tarifario a los usuarios. No obstante, los criterios y procedimientos establecidos en los títulos relativos a la planificación de la expansión de la transmisión y en los del régimen tarifario de transmisión están orientados a minimizar el impacto tarifario a los usuarios del sistema de transmisión. Específicamente la metodología de desarrollo del plan expansión incluye la evaluación del impacto tarifario en los agentes del mercado, incluidas las empresas distribuidoras, por lo que se considera el impacto tarifario de los clientes finales de las mismas de manera indirecta.

Por otro lado es preciso señalar que el objetivo del Reglamento de Transmisión no es establecer criterios de política energética nacional, y en Panamá la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 le asigna esta responsabilidad a la Comisión de Política Energética.

15.1.5. COMENTARIO

ETESA indica que la asignación de los costos de los Servicios de Transmisión en las tarifas de Distribución debe ser objeto de una regulación que se debe tratar en un documento específico, y por consiguiente se debería eliminar del texto del presente Reglamento.

ANÁLISIS

Al ser pertinente el comentario de ETESA, se ha modificado la reglamentación para adecuarla al alcance del Reglamento de Transmisión, es decir, se aclara que es en la norma de distribución en donde se establece la metodología que deberán emplear los distribuidores para la transferencia de los costos de transmisión a los clientes finales conectados a su red.

15.1.6. COMENTARIO

ETESA indica que no está clara la jerarquía del Reglamento de Transmisión con respecto al Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales.

ANÁLISIS

El Reglamento de Transmisión para las actividades asociadas al servicio de transmisión tendrá prioridad sobre las otras normas dictadas por el ERSP que regulan otras actividades. La indicación de ETESA es atendible y se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.1.7. COMENTARIO

ETESA presenta observaciones a la definición de calidad, indicando que la definición propuesta limita el concepto de calidad sólo a la condición de tensión y frecuencia.

ANÁLISIS

La indicación de ETESA es pertinente y se ha considerado la misma a través de la eliminación de la definición de calidad propuesta y el reemplazo de la misma en el Reglamento de Transmisión final por la definición de calidad de servicio.

15.1.8. COMENTARIO

ETESA señala que existe una problemática latente enfocada en el mercado, que la enajena del enfoque comercial y de los respectivos derechos que tienen todos los participantes del Mercado Mayorista. Señala también, que por su naturaleza y teniendo la necesidad de optimizar y economizar los procesos de mantenimiento, ETESA debería tener la facultad de comprar energía para satisfacer necesidades propias de abastecimiento de los servicios auxiliares de las subestaciones y para economizar la gestión de mantenimiento.

ANÁLISIS

Esta problemática, no está relacionada con el Reglamento de Transmisión, ya que este es un tema de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.

15.1.9. COMENTARIO

Sobre la definición de Equipamiento Inicial, ETESA indica que en el Anexo A-Sub Anexo 2 de la Resolución JD-2787 de 31 de mayo de 2001 se incluía la línea hacia Bocas del Toro en 115 kV y las subestaciones asociadas como parte del equipamiento inicial. Asimismo, menciona que esta línea ha variado su alcance y ahora se construirá en 230 kV y su fecha estimada de entrada en operación es en octubre de 2006. Solicita ETESA que se aclare si esto se mantiene.

ANÁLISIS

El Reglamento de Transmisión propuesto, establece que los activos que se consideran como equipamiento inicial, serán aquellos definidos en la Resolución JD-2787 que entraron en operación antes del 1 de julio de 2001. No obstante, la definición de equipamiento inicial debe mejorarse, ya que la misma puede traer confusiones, por lo que dicha definición se cambió en la versión final del Reglamento. En el Anexo B de esta Resolución se presenta el Listado del Equipamiento Inicial que incluye sólo activos existentes de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. al 30 de junio de 2001 y la nomenclatura actual de los equipamientos de líneas y subestaciones.

Por otra parte, si bien la línea de Bocas del Toro, no se considera como equipamiento inicial bajo esta definición, se mantiene como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT), ya que la misma está aprobada en el Plan de Expansión vigente. El Sistema Tarifario incluido en el Reglamento de

Transmisión es de una característica tal que hace que esta decisión no afecte a los usuarios del área, más allá de un uso eficiente.

15.1.10. COMENTARIO

ETESA expresa que la definición que se da en el Reglamento de Transmisión de Contingencia Simple no es lo suficientemente clara, ya que se puede interpretar que la contingencia simple se refiere únicamente a un elemento conectado en serie en el Sistema Interconectado Nacional.

ANÁLISIS

El ERSP considera que es atendible la observación, por lo que se ha incorporado una definición de Contingencia Simple, como la pérdida abrupta no programada e imprevista de un elemento cualquiera del Sistema de Transmisión y de una unidad de generación o la proporción de una demanda que pueda perderse abruptamente.

15.1.11. COMENTARIO

ETESA presenta observaciones a la definición de punto de interconexión, ya que indica que no se está incluyendo a los generadores.

ANÁLISIS

La observación de ETESA en cuanto a la inclusión de los generadores dentro de la definición ha sido atendida en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.1.12. COMENTARIO

ETESA presenta observaciones a la definición de red de transmisión y sistema de transmisión, ya que considera que esta definición es muy similar a la definición de sistema de transmisión y que debieran aclararse ambas definiciones.

EDEMET y EDECHI indican que en la definición de sistema de transmisión, no está clara la referencia que se hace cuando se señala que se incluyen las instalaciones pertenecientes a los agentes del mercado. Además, que la definición de red de transmisión no es clara en determinar la división de las redes de transmisión y de distribución.

ANÁLISIS

Las observaciones de ETESA, EDEMET y EDECHI son pertinentes y se han considerado en la redacción final de estas definiciones.

15.1.13. COMENTARIO

BLM presenta observaciones a la definición de capacidad instalada, y sugiere que se defina la misma como la máxima potencia que se puede inyectar a la red de transmisión.

ANÁLISIS

El ERSP considera que la definición de capacidad instalada propuesta es apropiada porque es consistente con el régimen tarifario de transmisión vigente, por lo que la misma se mantiene.

15.1.14. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI indican que en la definición de Transmisión, entienden que se incluye la red de distribución utilizada hasta el punto de recepción del gran cliente como parte de la actividad de transporte de energía eléctrica.

ANÁLISIS

La definición de Transmisión utilizada en el Reglamento propuesto es una transcripción de la definición de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

15.1.15. COMENTARIO

ETESA comenta que una de las motivaciones de la exclusión de los Grandes Clientes para la clasificación de los equipamientos entre principal y de conexión, es la dificultad para identificar el punto de alimentación. También, ETESA señala la dificultad de identificar los puntos de interconexión de los Grandes Clientes indirectos que se podría presentar en el futuro.

EDEMET y EDECHI indican que no está claro el concepto relativo a que los grandes clientes conectados a distribución no son considerados agentes diferentes al distribuidor que los representa.

ELEKTRA indica que la definición de SPT difiere significativamente de lo establecido en el régimen vigente.

ANÁLISIS

Se han considerado pertinentes los comentarios de ETESA, EDEMET y EDECHI. Se ha cambiado la redacción para su mejor entendimiento.

Con respecto al comentario de EDEMET y EDECHI, el ERSP indica que para los propósitos de este Reglamento, los grandes clientes conectados a distribución no son considerados agentes diferentes al distribuidor que los representa, esto significa que para la remuneración del transporte a ETESA, el distribuidor pagará los cargos de transmisión por toda la demanda medida en el punto de interconexión (incluyendo la de los grandes clientes conectados a la red de distribución). El gran cliente conectado a la red de un distribuidor o el proveedor que le suministre dependiendo del tipo de arreglo que tengan, pagará al distribuidor los cargos de la tarifa regulada tanto de transmisión como de distribución.

Con relación a lo indicado por la empresa ELEKTRA, el ERSP considera que para efecto de darle una señal de estabilidad a los cargos de transmisión, se justifica el cambio en la definición, ya que si los equipamientos de conexión son utilizados por usuarios indirectos, no deben ser considerados como parte del SPT, ya que no es de un beneficio o uso común para el resto de los agentes.

15.1.16. COMENTARIO

ETESA presenta observaciones a la definición de uso esporádico. Considera que el mismo no guarda coherencia con el desarrollo de la reglamentación regional de transmisión del MER, debido a que en la misma se define cómo se asignan los cargos asociados a la Red de Transmisión Regional a los intercambios de energía entre países y a las transacciones domésticas.

ANÁLISIS

El cargo por uso esporádico está referido al uso de la red de transmisión nacional y no al uso de la red de transmisión regional. Es decir, el cargo por el uso de la red de transmisión regional será el que se establezca oportunamente en el

Reglamento de Transmisión Regional, y que no necesariamente incluirá el cargo por uso que se debe pagar por las redes de transmisión nacionales, que en el caso de Panamá para transacciones con agentes de otros países es el cargo por uso esporádico. No es dable modificar la definición, no obstante, cuando entre en vigencia el Reglamento de Transmisión Regional, se revisará este cargo por uso esporádico en función de lo dispuesto en dicho Reglamento Regional.

15.1.17. COMENTARIO

ETESA presenta observaciones a la definición de valor nuevo de reemplazo (VNR), indicando que hay que establecer y determinar la duración de la imposición de la servidumbre. Además, indica que es necesario definir expresamente si la servidumbre forma parte esencial de la red de transmisión.

EDEMET y EDECHI indican que de acuerdo a la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas, deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. Indican además, que el concepto de VNR resulta inaplicable para el cálculo de los activos eficientes para la determinación de los costos de operación, mantenimiento y administración de los activos del SPT y de conexión.

ANÁLISIS

El ERSP considera que el comentario sobre la duración de la imposición de la servidumbre no es pertinente al Reglamento de Transmisión.

Por otra parte, la definición de red de transmisión no incluye la servidumbre, así como no incluye los edificios que son necesarios para prestar el servicio de transmisión. No obstante, el costo de la servidumbre forma parte esencial del costo de las líneas y como tal es reconocido en el costo de los proyectos y considerado en el VNR.

Con respecto al señalamiento de EDEMET y EDECHI referente al VNR y su aplicación en el cálculo de los activos eficientes, el ERSP considera que el mismo no contradice la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997. Dicha Ley, para las tarifas de transmisión no establece una metodología específica en el cálculo de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, sino que indica en el artículo 101 que: *“Los costos se calcularán bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del Plan de Expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión”*. Para estos propósitos se desarrolla en el Régimen Tarifario de Transmisión la metodología a seguir para lograr el objetivo de eficiencia y suficiencia; siendo en este caso el VNR uno de los indicadores utilizados exclusivamente para el cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes a reconocer.

Debe indicarse también, que para el cálculo de la tasa de rentabilidad antes de impuesto sobre la renta, la metodología sigue los preceptos establecidos en la Ley, ya que se utiliza como base el activo fijo neto invertido a costo original, siempre verificando que haya razonabilidad y eficiencia en dichas inversiones como indica la Ley.

15.1.18. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI presentan observaciones a la definición de usuarios indirectos y usuarios del sistema de transmisión, indicando que si la generación conectada a las redes de distribución no inyecta energía al SPT, la misma no debe ser considerada como usuario directo ni indirecto.

ANÁLISIS

La aplicación de los cargos de transmisión a aquellos generadores que están conectados indirectamente al sistema de transmisión corresponde con el principio de equidad que contempla el artículo 97 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, dado que la conexión de un generador vinculado indirectamente al sistema de transmisión afecta el flujo de energía eléctrica en dicho sistema, de la misma forma como lo afectan los generadores que están conectados a la red de transmisión.

Esto es contemplado en la propuesta de Reglamento cuando se reconoce la diferencia de los efectos que pueden producir los generadores que se encuentran conectados a la red de distribución, en donde se exonera del pago de cargos de transmisión al generador conectado a la red de distribución y que tenga una capacidad de generación igual o inferior a 5 MW, debido a que su capacidad de generación para la mayoría de las situaciones resulta inferior a la demanda del distribuidor en el nodo y por lo tanto, no accedería al sistema de transmisión.

15.1.19. COMENTARIO

ETESA considera que se debe definir claramente qué significa que un equipamiento está sobredimensionado.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA es pertinente y se incluyó la definición de sobredimensionamiento.

15.1.20. COMENTARIO

ETESA considera que se debe sacar del capítulo de abreviaturas y definiciones la indicación referida a que los derechos y obligaciones de los generadores se extienden a los autogeneradores y cogeneradores.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión, en donde este tema se pasó al Título II: Generalidades.

15.1.21. COMENTARIO

ETESA, indica que no se aclara cómo se harán las modificaciones a los títulos del Reglamento de Transmisión y que si los ajustes que no son tarifarios serán bianuales.

ANÁLISIS

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento, bianualmente se hará una revisión para determinar si los títulos del Reglamento de Transmisión (con excepción de los títulos relacionados al régimen tarifario y procedimientos tarifarios) requieren alguna modificación. La revisión de los títulos relacionados al régimen tarifario y procedimientos tarifarios se realizarán como mínimo cada cuatro años.

En todos los casos se permiten revisiones y modificaciones extraordinarias de todos los títulos cuando se justifique. Las modificaciones se harán mediante consulta pública, con excepción de los relacionados a las normas de calidad, régimen tarifario y procedimientos tarifarios que se harán mediante audiencia pública.

El capítulo que se refiere a la interpretación y modificación del Reglamento se ajustó con el objeto de aclarar las dudas planteadas por ETESA.

15.2. COMENTARIOS AL TITULO II: GENERALIDADES

15.2.1. COMENTARIO

EDEMET considera que los ingresos adicionales que se generen en el Mercado Eléctrico Regional y por futuras interconexiones internacionales deben ser trasladados a los clientes finales.

ANÁLISIS

El comentario de EDEMET no indica a qué ingresos adicionales se refiere. Sin embargo, es importante aclarar que en la propuesta de Reglamento que se llevó a Audiencia Pública contempla que el 95% de los ingresos adicionales que reciba la Empresa de Transmisión, S. A. en concepto del cargo de transmisión por uso esporádico, se le asigne a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales. Las transacciones de importación con agentes de otros países pagan el cargo por uso esporádico. No obstante, se ha aclarado en el Reglamento en la sección correspondiente a los criterios generales para el diseño de los cargos por el servicio de transmisión, la aplicación del cargo por uso esporádico en las transacciones con agentes de otros países.

15.3. COMENTARIOS AL TITULO III: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO PUBLICO DE TRANSMISION Y DE LOS USUARIOS DE LA RED DE TRANSMISION

15.3.1. COMENTARIO

ETESA solicita que dentro de los derechos de los prestadores del servicio público de transmisión, se incluya como causal para la no conexión o desconexión por parte del Centro Nacional de Despacho (CND) de un agente, el hecho de no haber firmado el contrato de conexión con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. Solicita también, que se incluya entre sus derechos el poder establecer y exigir el cumplimiento de las normas técnicas para la prestación del servicio público de transmisión, además el recibir compensaciones por incumplimiento de las normas de calidad de servicio. Solicita ETESA que se elimine lo relativo a la aprobación por parte del CND de la capacidad de las instalaciones de la empresa de transmisión, y que se establezca que los límites que fija el CND son operativos y no de capacidad de las líneas.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no debe incluirse como derecho de los prestadores del servicio público de transmisión la no conexión o desconexión de un agente por el hecho de no haber firmado un contrato de acceso con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., ya que el Reglamento de Transmisión, tiene como requisito que existan contratos de acceso entre las partes para habilitar la conexión.

En lo que respecta a la solicitud de que las empresas que prestan el servicio de transmisión por medio del sistema de transmisión tengan el derecho de establecer y exigir el cumplimiento de las normas técnicas, no procede debido a que esta facultad es privativa del ERSP. No obstante, ETESA debe velar por el cumplimiento de las normas técnicas establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Con respecto al derecho que solicita ETESA de recibir compensaciones por incumplimiento de las normas de calidad del servicio técnico, el mismo no corresponde ya que las formas de penalización, recargos y retribuciones por desviaciones en la calidad del servicio no contemplan compensaciones para los que prestan el servicio público de transmisión, debido a que la empresa de transmisión, recibe remuneración por los equipamientos de que dispone, y los incumplimientos de la norma de calidad por parte de algún usuario no la afectan económicamente.

La solicitud de ETESA referida a que la capacidad de sus instalaciones no debe estar sujeta a la aprobación del CND y que el CND sólo fija límites operativos y no de capacidad, ha sido considerada en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.3.2. COMENTARIO

ETESA indica que el punto en el artículo que trata sobre el derecho de los distribuidores que prestan el servicio de transmisión de definir conjuntamente con los usuarios los contratos de conexión a la red de transmisión, debe referirse a la red de distribución.

ANÁLISIS

El ERSP no considera atendible el comentario de ETESA, ya que las instalaciones de un distribuidor forman parte de la red de transmisión cuando presta el servicio de transmisión, de tal forma que el contrato de acceso debe estar enfocado en el servicio que se presta.

15.3.3. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se mejore la redacción de los artículos referidos a los derechos de los usuarios del sistema de transmisión con respecto a los que prestan el servicio de transmisión y a los derechos de los generadores, cogeneradores y autogeneradores con las empresas que brindan el servicio de transmisión asociado a la red de distribución, en los puntos en donde aparece en una misma frase los términos congestión, conexión y cumplir con las normas.

ANÁLISIS

El comentario de ELEKTRA es pertinente y se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.3.4. COMENTARIO

EDEMET propone eliminar del Reglamento aquellos artículos que se refieren al uso de las redes de distribución, ya que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 define claramente el servicio que prestan las empresas distribuidoras, que son la distribución y comercialización.

ANÁLISIS

Estos artículos deben mantenerse en el Reglamento, ya que cuando la red de distribución realiza la función de transmisión, como en el caso en que hay generadores, cogeneradores o autogeneradores conectados a ella, el uso de dicha red debe ser remunerada bajo el régimen tarifario de transmisión.

15.4. COMENTARIOS AL TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISION

15.4.1. COMENTARIO

ETESA indica que el Reglamento de Operación no hace referencia a estudios ambientales, en lo que respecta a los estudios que deben acompañar la solicitud de acceso.

BLM recomienda que en el proceso de aprobación de una solicitud de acceso se considere que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. incluya el proyecto en el plan de inversiones, el cual deberá ser aprobado por el ERSP.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA es atendible y se incluyó el mismo en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

Se acepta la recomendación de BLM de incluir en el plan de expansión los proyectos de ampliación con solicitudes de acceso aprobadas. No obstante, esto sería sólo a modo informativo, ya que las ampliaciones de conexión no requieren de una aprobación por parte del ERSP, debido a que las mismas surgen de acuerdos entre las partes y no tienen carácter de obligatoriedad, como en el caso de las obras del SPT. En este sentido, se adiciona en el contenido mínimo que debe tener el plan de expansión de la transmisión un punto referido a las obras de ampliaciones de conexión que deben aparecer en dicho plan.

15.4.2. COMENTARIO

ETESA observa que de acuerdo a los conceptos de libre acceso establecidos en el Reglamento de Transmisión existe la posibilidad de que se instalen Pequeñas Centrales sin pasar por la supervisión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y del CND. Esta situación puede hacer que las líneas de transmisión se congestionen y las justificaciones económicas no resulten suficientes para realizar las inversiones necesarias.

ANÁLISIS

La definición de acceso libre contemplado en el artículo 6 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la empresa responsable de la operación de la red nacional de transmisión o de distribución, permite el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de la de distribución, a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento, de las normas de operación que rijan tal servicio y el pago de las retribuciones económicas que correspondan. Esto indica que la situación planteada por ETESA de la posibilidad de congestionamiento de sus redes por la proliferación de plantas sin la supervisión de ella o del CND no es posible, porque para participar en el mercado mayorista de electricidad deben cumplirse las normas y reglamentaciones vigentes, lo que hace que tanto ETESA como el CND conozcan de la instalación de estas plantas, permitiendo que puedan considerar su influencia apropiadamente en el plan de expansión del sistema de transmisión.

15.4.3. COMENTARIO

ELEKTRA discrepa con los derechos otorgados a los Grandes Clientes para que se conecten directamente al Sistema de Transmisión, aduciendo algunas consideraciones generales, entre las que se destacan que los Grandes Clientes son agentes del mercado pero no son prestadores de Servicio Público, el alcance y exclusividad establecida en el contrato de concesión, y a que la conexión únicamente puede ser indirecta, indicando que el Artículo 78 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 establece que sólo los agentes del mercado podrán

encargarse de la construcción de líneas de transmisión requeridas para plantas de generación y de redes de distribución.

ANÁLISIS

El Gran Cliente es por definición un Agente del mercado, por lo que la Ley le asigna una condición especial respecto a las de un cliente que no califique como tal y además no puede ser un Prestador del Servicio Público y este Reglamento en ninguna parte le otorga esa condición.

Respecto a la exclusividad otorgada en el contrato de concesión, la misma es para la prestación del servicio público de distribución, es decir, en un área concesionada a un Distribuidor no puede entrar otro prestador del servicio público de distribución. Esto no se viola en el Reglamento de Transmisión, ya que el Gran Cliente no puede ser prestador del servicio público de distribución.

Sobre la construcción de líneas de transmisión referidas al artículo 78 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, el artículo 47 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 que reglamenta dicha Ley, bajo el Título de Construcciones de las Conexiones al Sistema Interconectado Nacional por Agentes del mercado, es explícito en cuanto a que cualquier agente del mercado puede construir conexiones al Sistema Eléctrico Nacional, por lo que el reclamo es improcedente. Por otro lado, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 indica que la transmisión es una actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en Alta tensión a los distribuidores o grandes clientes, por lo que su conexión al Sistema de Transmisión esta permitida en la Ley.

15.4.4. COMENTARIO

ETESA propone aclarar que la copia de solicitud de acceso que se envía a la empresa a la cual se conecta el solicitante, es cuando dicha empresa no es la empresa de transmisión. Además, que se aclare si los distintos plazos establecidos para el acceso a la capacidad de transmisión son días hábiles o calendario. Además, que se extiendan los plazos establecido de 48 horas a 5 días hábiles para el envío de la copia de la solicitud de acceso, así como también el de 20 días por 30 días calendario para la notificación al interesado de la aceptación o rechazo de la solicitud de conexión.

ANÁLISIS

Se aclara en la redacción final que la copia de la solicitud es para empresas distintas a la Empresa de Transmisión, S. A., y que cuando no se indique explícitamente si es día hábil o calendario, se debe entender que es día calendario. Se acepta también la propuesta de utilizar un plazo de 5 días hábiles en vez de 48 horas para el envío de la copia de la solicitud de acceso.

En lo relativo a la extensión de los plazos para informar de la solicitud de conexión, estos deben ser consistentes con los requerimientos de los usuarios. El plazo establecido en la propuesta de Reglamento, es usual en otras regulaciones vigentes, por lo que no se considera dicha solicitud.

15.4.5. COMENTARIO

ETESA objeta que el Reglamento de Transmisión establece que la Empresa de Transmisión debe evaluar solicitudes de acceso a instalaciones de terceros que no son parte del Sistema de Transmisión.

ANÁLISIS

El Reglamento de Transmisión establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. es la responsable de analizar todo contrato de acceso que pueda afectar al SPT porque su responsabilidad es el funcionamiento de todo el Sistema Interconectado Nacional.

15.4.6. COMENTARIO

ELEKTRA considera que el Reglamento de Transmisión no debe contener normas de diseño, sino conceptos generales que ya están indicados en el Reglamento de Operación.

ANÁLISIS

El Reglamento de Transmisión indica que en la solicitud de acceso, el diseño y las especificaciones generales deben cumplir con las normas de diseño del sistema de transmisión y de calidad de servicio, lo cual es indispensable. Estas normas son necesarias para la elaboración del diseño de la red de transmisión y las mismas no están en el Reglamento de Operación. Para mayor claridad se ha mejorado la redacción del Reglamento de Transmisión en este sentido indicando que son normas de diseño del sistema de transmisión y de calidad de servicio.

15.4.7. COMENTARIO

ETESA considera que la revisión y el análisis de los parámetros de los sistemas de control le corresponde al CND, que es el responsable de la optimización del despacho y no a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

ANÁLISIS

El comentario resulta pertinente toda vez que la optimización de los sistemas de control depende de la evaluación que realice el CND, por lo tanto esto se consideró en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.4.8. COMENTARIO

ETESA indica que simultáneamente a la entrada en vigencia del contrato de acceso el CND certifique y notifique la fecha de entrada en operación comercial.

ANÁLISIS

El Comentario de ETESA es pertinente y se consideró en la redacción final del Reglamento.

15.4.9. COMENTARIO

BLM indica que los contratos de acceso son acuerdos privados y solicita que se elimine del Reglamento de Transmisión que el ERSP es el dirimente cuando en los plazos indicados en los contratos de acceso las partes no hallan llegado a un acuerdo.

ANÁLISIS

El ERSP está facultado para dirimir las diferencias que puedan surgir en el establecimiento de los contratos de acceso cuando las partes no han llegado a acuerdo, de acuerdo a lo establecido en el numeral 16 del artículo 20 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

15.4.10. COMENTARIO

ETESA indica que en el Reglamento de Operación no se establece que el CND no habilitará a un agente de mercado sino cuenta con los contratos de acceso.

EDEMET y EDECHI consideran que la habilitación debe estar condicionada también a la presentación del contrato de acceso con la empresa de distribución.

ANÁLISIS

Se ha modificado la redacción final del Reglamento para incluir lo solicitado por ETESA.

En lo que respecta al comentario de EDEMET y EDECHI, en el Reglamento se indica en ese punto que la habilitación a operar en el Sistema Interconectado Nacional depende de que el usuario cuente con los contratos de acceso necesarios, lo que incluye el contrato de acceso a la red de distribución para el caso de usuarios indirectos.

15.4.11. COMENTARIO

ETESA solicita que sea el CND el que puede proceder a la desconexión de un usuario y no ETESA.

ANÁLISIS

El ERSP considera que ETESA debe poder desconectar a un usuario cuando se ponga en riesgo la seguridad personal o de los equipos del Sistema Interconectado Nacional. No obstante, se aclara en la redacción final del Reglamento de Transmisión lo dispuesto en este sentido.

15.5. COMENTARIOS AL TITULO V: LA EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

15.5.1. COMENTARIO

ETESA solicita que se debe ser más específico con los detalles y los resultados intermedios y finales que deben incluirse en el pronóstico de demanda, y que el pronóstico de demanda debe basarse en el Informe Indicativo de demanda. Señala también, que para la elaboración del Plan Indicativo de Generación en el marco del Reglamento de Transmisión se debe eliminar la consideración del SPT, la realización de estudios eléctricos y la verificación de la rentabilidad individual de cada proyecto. Adicionalmente, plantea que el nivel de detalle y desglose solicitados para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión no lo puede cumplir ETESA porque los contratistas no le suministran esa información.

ELEKTRA indica que en la justificación del plan de expansión de reposición de largo plazo no se está incluyendo elementos cuantitativos que permitan identificar sin ninguna duda la conveniencia de las reposiciones.

BLM considera que los estudios eléctricos deben sacarse de la parte del plan indicativo de generación.

Percy Garrido señala que los criterios de los planes indicativos de generación no se establecen de forma clara.

EDEMET y EDECHI indican que las inversiones de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. y del CND deben ser analizadas para ver si son requeridas.

ANÁLISIS

La metodología que siga ETESA y los resultados intermedios y finales que debe incluir en el pronóstico de demanda deben ser tales que permitan su trazado desde la forma que obtiene la información, hasta que llega a los resultados finales. Adicionalmente, ETESA debe ser responsable del pronóstico de demanda que utilice para el desarrollo del plan de expansión, por lo tanto la misma puede utilizar el Informe Indicativo de Demanda que utiliza el CND como una herramienta más de apoyo para el estudio de pronóstico de demanda. No obstante, ETESA debe hacer un estudio de pronóstico de demanda acorde a los requerimientos de la planificación.

En lo que respecta a la eliminación de la consideración del SPT en la elaboración del Plan Indicativo de Generación solicitado por ETESA, el ERSP considera que la misma no es conveniente debido a que la expansión del SPT y la expansión de la generación están asociadas. Por lo tanto, si se aceptara eliminar la consideración del SPT, se estaría indicando que es irrelevante ubicar una planta de generación en cualquier lugar, lo que no es cierto.

Adicionalmente, cuando un inversor evalúa instalar una planta de generación también evalúa la capacidad de transmisión y los costos asociados a la transmisión. No obstante, lo anterior el ERSP considera que al menos debe hacerse una consideración simplificada del SPT para los Planes Indicativos de Generación, y en este sentido se le ha hecho una modificación al Reglamento de Transmisión para permitir consideraciones simplificadas del SPT.

Para los estudios eléctricos y de confiabilidad que ETESA y BLM solicitan eliminar de la elaboración de los planes indicativos de generación, vale indicar que lo que se está solicitando son estudios mínimos para obtener un dimensionamiento apropiado del sistema de transmisión, y los mismos deben hacerse y están justificados por los mismos argumentos aducidos anteriormente respecto a la consideración del SPT en los Planes Indicativos de Generación.

Sobre la eliminación de la verificación de la rentabilidad individual de cada proyecto del plan indicativo de generación solicitada por ETESA, el ERSP no acepta la propuesta debido a que la verificación debe hacerse para cada nueva instalación de generación y para las existentes, ya que la entrada de nueva generación puede llevar a la salida de generación existente, y esto debe ser evaluado en los planes indicativos de generación.

Por otra parte, la búsqueda de la eficiencia en las inversiones implica la transparencia en los costos requeridos por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Los costos y su desglose son iguales en cuanto a precisión a los establecidos en la regulación de Perú, Colombia, Chile y otros países. La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., debe asumir esa responsabilidad por sí misma o a través de la contratación de estudios de consultoría que les asegure a los usuarios un uso eficiente del capital.

Con respecto al comentario de ELEKTRA, el Reglamento de Transmisión no debe requerir detalles cuantitativos en exceso con respecto al Plan de Reposición de Largo Plazo. Los informes solicitados en dicho Reglamento deben contener toda la información necesaria que justifique las reposiciones.

Con respecto a los demás comentarios, en general el ERSP considera que los criterios establecidos para el desarrollo del plan de expansión son adecuados para el alcance que debe tener, incluyendo la evaluación de las obras con las aprobaciones del plan de expansión. En el caso del CND la verificación de las inversiones se realiza cuando se establece el ingreso máximo permitido.

15.5.2. COMENTARIO

ETESA solicita aclarar a qué se refiere el Reglamento con “estadísticas de desempeño de la red de transporte” y con “variaciones permanentes de la forma de onda de tensión fuera de los puntos críticos del sistema”.

ANÁLISIS

Las estadísticas de desempeño están referidas a la calidad de servicio de la transmisión y reflejan la calidad y seguridad de la operación de la red de transmisión, por ejemplo cuáles fueron los indicadores de servicio global, individual o por barra del sistema de transmisión. Se aclara esto en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

Con respecto a las variaciones permanentes de la forma de onda de la tensión fuera de los valores permitidos en la redacción final del documento, se aclara que son las estadísticas de las perturbaciones en la forma de onda de la tensión fuera de los valores permitidos.

15.5.3. COMENTARIO

ETESA solicita: a) que se aclaren los lineamientos metodológicos con que será desarrollado el Plan de Expansión de la Transmisión; b) explicar qué significa “influenciada sensiblemente” c) eliminar las evaluaciones de riesgo relativo asociado cuando se determinen las alternativas para el plan de expansión del sistema de transmisión; d) que se especifique que las evaluaciones económicas, financieras y sociales sean únicamente a las obras y proyectos de ETESA; e) eliminar el calificativo de indicativo al plan de expansión, cuando se refiere al análisis de riesgo relativo que permita determinar la alternativa más conveniente del plan de expansión.

ELEKTRA señala que no existe ningún lineamiento metodológico que indique que el plan de expansión de transmisión deberá considerar las ampliaciones asociadas a los proyectos propuestos por los agentes distribuidores.

BLM recomienda que los criterios referidos a las metodologías a aplicar sean establecidos en estos momentos, o que se establezca quién tiene la responsabilidad de definirlos, y que los mismos sean públicos y conocidos por los agentes.

ANÁLISIS

Con respecto a los comentarios de ETESA el ERSP considera lo siguiente:

- a) Los lineamientos metodológicos presentes en el Reglamento de Transmisión están de acuerdo al nivel de contenido que debe tener un reglamento de este tipo.
- b) Por influenciada sensiblemente, debe entenderse que el concepto de sensible se refiere explícitamente a que no se deberían proponer obras que justifican su entrada en servicio debido a obras de generación futuras inciertas. No obstante, se ajusta la redacción final del Reglamento.
- c) Las evaluaciones de riesgo no pueden ser obviadas debido a que ETESA hace inversiones de mucha cuantía en dinero, en donde el riesgo es uno de los principales parámetros para considerar incertidumbres y más en un ambiente competitivo.

- d) Las evaluaciones económica, financiera y social no se pueden aplicar únicamente a los proyectos y obras de ETESA, ya que ETESA debe aplicarlas a todas las obras del plan de expansión, lo que incluye las obras del plan indicativo de generación y las del plan de expansión del sistema de transmisión.
- e) Es atendible eliminar el calificativo de indicativo cuando el Reglamento se refiere al análisis de riesgo relativo para determinar la alternativa más conveniente del plan de expansión. Esto se consideró en la redacción final del Reglamento.

En relación al comentario de ELEKTRA, se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión, indicando que el plan de expansión del sistema de transmisión tiene los objetivos de considerar los nuevos requerimientos de los distribuidores, cuando se analiza el impacto de las nuevas instalaciones, y cuando se identifican los refuerzos del sistema de transmisión.

Con respecto al comentario de BLM, el ERSP considera que los lineamientos metodológicos presentes en el Reglamento de Transmisión son suficientes y están de acuerdo al nivel de contenido que debe tener un reglamento de este tipo. Además, la solicitud de que se definan criterios o se establezca quién tiene la responsabilidad de definirlos en cuanto al proceso de elaboración y aprobación del plan de expansión están ya contemplados en los artículos 18 y 19 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

15.5.4. COMENTARIO

ETESA indica lo siguiente: a) no cuenta con la información, modelos, herramientas y recursos necesarios para cumplir con todos los requerimientos solicitados para la elaboración del plan de expansión de 2005; b) no tienen control sobre la fecha de 30 de octubre para la aprobación del plan de expansión; c) los estudios de confiabilidad y dinámicos del sistema de transmisión no deben estar en la parte de estudios básicos, ya que estos se elaboran con los planes de expansión de corto y largo plazo; d) interpreta que la consultoría para evaluar el plan de expansión la contratará el ERSP.

ELEKTRA considera que debe indicarse con precisión el período en que se realizará la consulta pública y que los agentes del mercado deben tener acceso al informe emitido por el consultor sobre el plan de expansión.

BLM observa que no se desarrolla en el Reglamento propuesto la posibilidad o la obligación de que una vez aprobado el Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo, la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. pueda detener el desarrollo de una obra ya aprobada, si las circunstancias que la justificaron inicialmente cambian.

ANÁLISIS

Con respecto a los comentarios de ETESA el ERSP considera lo siguiente:

- a. Se justifica un período transitorio para lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión en lo que se refiere al Plan de Expansión del año 2005.
- b. Se acepta el comentario sobre la fecha de 30 de octubre para la aprobación del Plan de Expansión, no obstante ETESA debe cumplir con los plazos previstos en la entrega del Plan de Expansión, puesto que los mismos inciden en la aprobación final de dicho plan. En este sentido, se aclara en el Reglamento de Transmisión que ETESA debe cumplir con todas las actividades necesarias en los plazos establecidos.

- c. No se considera pertinente la solicitud de que se elimine lo relativo al análisis de confiabilidad y análisis dinámicos de los estudios básicos que deben ser presentados a más tardar los 31 de enero de cada año, ya que estos estudios están referidos a la red actual. Estos estudios deben ser comparados con los resultados obtenidos cuando se hacen los planes de expansión de corto y largo plazo.
- d. La consultoría para evaluar el plan de expansión será contratada por el ERSP. Esta aclaración se hace en la versión final del Reglamento de Transmisión.

En relación al comentario de ELEKTRA, la fecha en que se realizará la Audiencia Pública deberá efectuarse antes del 30 de octubre de cada año, considerando que la fecha en que se realice la audiencia debe permitir el cumplimiento de la fecha objetivo de 30 de octubre para la aprobación del plan de expansión. Esto es considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión. En lo que respecta al informe de la consultoría que contrate el ERSP, quedará a discreción del ERSP la entrega del informe a los agentes del mercado.

El comentario de BLM se consideró en la redacción final del Reglamento de Transmisión, en donde se establece en un nuevo artículo que el plan de expansión deberá analizar el beneficio de continuar con las obras en desarrollo cuando ante una situación excepcional se producen cambios en el requerimiento que las justificó.

15.5.5. COMENTARIO

ETESA observa que las instalaciones de uso común en el Plan de Expansión, se hacen con referencia a instalaciones del SPT, por lo que propone se elimine este concepto y se utilice el de instalaciones del SPT.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no es atendible el cambio solicitado por ETESA, debido a que el Reglamento hace distinción entre las obras planificadas de las obras decididas por los agentes. No obstante, en la redacción final del Reglamento de Transmisión se aclara en ese punto que son ampliaciones del SPT.

15.5.6. COMENTARIO

ETESA propone que se mantenga la misma definición de conexión que se utilizó en las definiciones.

EDEMET solicita aclarar cómo hace un agente del mercado para encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de una conexión que va a ser instalada en propiedad de ETESA.

ANÁLISIS

El ERSP consideró el comentario de ETESA en la redacción final del Reglamento de Transmisión utilizando una sola definición para conexión.

Con respecto al comentario de EDEMET, el ERSP considera que como indica el Reglamento de Transmisión los contratos de acceso son acuerdos entre partes, y por tanto los términos en que un agente puede encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de una conexión que va a ser instalada en propiedad

de ETESA, deben quedar establecidos en el acuerdo de acceso que se dé entre las partes.

15.5.7. COMENTARIO

ETESA solicita que se aclare a cuál normativa se refiere el Reglamento de Transmisión cuando se refiere a autorizaciones ambientales para las ampliaciones de conexión.

ANÁLISIS

Se aclaró en la redacción final del documento que la normativa en mención es la normativa ambiental aplicable en la República de Panamá.

15.5.8. COMENTARIO

EDEMET señala que según se desprende de este Reglamento, la compra del equipamiento para ampliaciones menores y las ampliaciones del SPT mediante procesos de libre concurrencia cumple con el criterio de eficiencia económica. Solicita se confirme este concepto o que el mismo sea aclarado.

ANÁLISIS

En los procesos de concurrencia hay un precio representativo de la eficiencia económica, si éste proceso se ha realizado en un mercado con características competitivas. Si el proceso de libre concurrencia no enfrenta un mercado competitivo, el valor de los activos a costo original puede no tener ninguna relación con el valor de eficiencia.

15.5.9. COMENTARIO

ETESA solicita que para el diseño general que acompaña a las solicitudes de conexión, se debe hacer referencia a que el mismo debe cumplir con las normas de diseño del SPT.

ANÁLISIS

Se modificó la redacción de este punto reemplazando “*la verificación del cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión del presente reglamento*”, por “*la evaluación de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión*”, porque lo que se está solicitando son los criterios de diseño de la instalación y no el cumplimiento de las normas de diseño, ya que esto último se solicita en otra sección del Reglamento.

15.6. COMENTARIOS AL TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISION

15.6.1. COMENTARIO

ETESA señala que se está redundando la función de operar cuando se establece que para el diseño el sistema debe operar efectivamente dentro de un determinado rango de parámetros. Además, que cuando se hace referencia a los equipos conectados al sistema de transmisión, se debe hacer referencia al SPT.

ANÁLISIS

El ERSP ha considerado el comentario en lo que respecta al uso de la palabra “operar”. No obstante, la propuesta de que se haga referencia al SPT, no se considera adecuada, ya que se refiere precisamente a los equipos del sistema de

transmisión. En la redacción final del Reglamento de Transmisión se hace el ajuste correspondiente.

15.6.2. COMENTARIO

ETESA señala las dificultades que tiene para realizar los programas de mantenimiento en las conexiones que afectan a los usuarios, requiriendo que se autorice explícitamente los trabajos de mantenimiento de los equipos de conexión que le pertenecen cuando corresponde realizar un mantenimiento fuera de línea.

ANÁLISIS

Los mantenimientos de los equipos deben ser realizados optimizando la función de costos de los servicios que incluyen los costos operativos de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y los costos por las indisponibilidades que estos puedan llegar a producir. Por lo tanto, el ERSP considera que este tema debe quedar estipulado en los contratos de acceso, y que en cada caso va a depender de los acuerdos a que lleguen las partes, por lo que no se justifica incluir esto en el Reglamento de Transmisión.

15.6.3. COMENTARIO

ETESA sostiene: a) que la calidad del sistema de conexión es informativa y que el sistema de conexión actual en la mayoría de las conexiones no está diseñado para cumplir con los parámetros del SPT; b) que se está estableciendo en el Reglamento que el diseño del sistema de conexión no debe afectar la calidad del SPT, por lo que plantean dos alternativas para conseguir esto: no tomar en cuenta los mantenimientos para los indicadores de confiabilidad del SPT o que se hagan las modificaciones necesarias en las conexiones existentes ; c) que en vez de establecerse que los usuarios podrán *definir* el nivel de calidad que requieren para sus conexiones, se establezca que los mismos pueden *solicitar* el nivel de calidad que requieren; d) debe modificarse la disposición que establece que ningún *distribuidor* podrá requerir una calidad superior a la establecida para el SPT, sustituyendo “*distribuidor*” por “*usuario*”.

ANÁLISIS

El ERSP considera que:

- a) En el Reglamento de Transmisión, lo que se solicita es información de los indicadores de calidad en el sistema de conexión. ETESA no debe interpretar con esto que se le aplicarán las normas del SPT a conexión
- b) Al no existir indicadores de calidad a nivel del sistema de conexión, los mantenimientos en las instalaciones de conexión no son contabilizados para cálculo de indicadores de calidad. No obstante, los mantenimientos en el SPT sí deben ser contabilizados para efecto de los indicadores a nivel del SPT. Por otra parte, en lo que se refiere a que se hagan las modificaciones en el sistema de conexión actual, reiteramos que la conexión surge de un acuerdo entre las partes, y en este Reglamento se establecen los mecanismos para solventar los casos en que no haya acuerdo.
- c) Con respecto a que se utilice *solicitar* en vez de *definir* cuando se refiere al nivel de calidad de servicio que pueda requerir un usuario, no se acepta la sugerencia, debido a que los usuarios son los que conocen y determinan la calidad que requieren y no ETESA.

- d) La solicitud de que se utilice el término usuario en vez de distribuidor no es aceptable, debido a que la restricción es sólo para los distribuidores, porque ellos son los representantes de los clientes finales dentro de su área de concesión, y lo que se busca es que estos clientes no paguen por niveles de calidad excesivos. No obstante, esto no impide que un generador o gran cliente conectado al SPT pueda solicitar para su conexión un nivel de calidad superior, si así lo considera conveniente.

15.6.4. COMENTARIO

ETESA manifiesta que se admite la desconexión de carga como parte del Criterio de Seguridad, pero que mientras se mantenga íntegro el SPT, se debe establecer un límite al corte de carga. Adicionalmente, ETESA considera que los costos por Energía No Servida (ENS) deben ser repartidos entre los agentes que son los que se benefician del retraso en las inversiones.

BLM indica: a) que hay una contradicción en el artículo donde se establece el criterio de seguridad n-1 ya que se dice que "... el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado para soportar cualquier contingencia simple de sus componentes manteniendo su integridad" y que por otra parte dice que puede darse desconexión automática de carga o generación; b) pregunta BLM, si la desconexión automática de carga es parte de la definición del criterio de seguridad n-1, y que si el criterio de seguridad n-1 es muy caro, en qué punto se escoge este criterio como parte del diseño de transmisión; c) que se elimine el criterio de seguridad n-1 y que se establezca que debe cumplirse con un Valor Esperado de Energía no Servida (EENS) objetivo.

ANÁLISIS

El ERSP considera que los cortes de carga que se establezcan, no pueden superar el máximo nivel de corte de carga que esté vigente en el Sistema de Transmisión, excepto con expresa autorización del ERSP y con el debido fundamento presentado en un informe que así lo justifique. Esto se ha incluido en la versión final del Reglamento de Transmisión.

Con respecto a los costos por ENS, el ERSP considera que los mismos no pueden ser traspasados a los agentes, porque esto puede dar lugar a que ETESA no opere o no haga los mantenimientos en forma apropiada en sus equipos, ya que no resultaría penalizada. Además, el Reglamento contempla que el ERSP aprobará la flexibilización de los indicadores de calidad a solicitud de ETESA cuando esté justificado, para tomar en cuenta las implicaciones que puede tener la aplicación de la desconexión de carga.

Con respecto a lo que indica BLM el ERSP considera:

- a. No existe contradicción en la definición del criterio de seguridad n-1.
- b. La desconexión automática de carga y generación es parte de la definición del criterio de seguridad n-1 establecida en el reglamento propuesto, es decir, dentro de la definición de dicho criterio se permite la desconexión automática de carga y generación. También, se establece la desconexión como parte del diseño del SPT en este Reglamento, ya que en la definición de dicho criterio aparece explícitamente que el diseño del sistema de transmisión debe considerar la desconexión. Esto se hace precisamente para disminuir el costo que ocasiona la aplicación del criterio n-1 cuando no se aplica la desconexión de carga o generación.
- c. El criterio de seguridad n-1 no se puede eliminar, tal y como lo solicita BLM, ya que si bien el criterio n-1 con desconexión de carga permite un grado de

desconexión, esta desconexión es controlada, no siendo así cuando se usa sólo el parámetro de EENS como criterio de desconexión, debido a que con este último se puede producir un funcionamiento incontrolable o colapso del sistema.

15.6.5. COMENTARIO

ETESA solicita que para condiciones de contingencia se establezca que se puede aumentar el nivel de carga de los equipamientos en base a su límite de sobrecarga.

ANÁLISIS

El ERSP ha considerado este comentario en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.6.6. COMENTARIO

ETESA considera que si se establece que los prestadores del servicio público de transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y reactivo para minimizar el transporte de potencia reactiva y mantener el nivel de calidad, se está obligando a ETESA a invertir en equipamiento de compensación de potencia reactiva, siempre que la calidad del SPT se vea comprometida.

ANÁLISIS

Es una obligación de ETESA invertir en equipos de compensación para minimizar el transporte de potencia reactiva y mantener el nivel de calidad, considerando que los usuarios a su vez cumplen con sus correspondientes obligaciones establecidas en este Reglamento. Por lo tanto, a ETESA no le corresponden las inversiones que se requieran para minimizar el transporte de potencia reactiva y mantener el nivel de calidad cuando sean consecuencias de los incumplimientos en las obligaciones de los usuarios. Esto se aclaró en la redacción final del Reglamento.

15.6.7. COMENTARIO

ETESA propone que se incluya que el CND pueda solicitar a un agente generador en cualquier momento que varíe la generación de potencia reactiva, siempre que esta variación esté dentro de su curva P-Q.

BLM indica que las curvas P-Q las ofrece el fabricante y son independientes de cualquier requisito que posteriormente quiera poner ETESA, y que si existe algún requerimiento específico el mismo debe hacerse explícito ya.

ANÁLISIS

Se ha considerado la propuesta de ETESA en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

Con respecto al comentario de BLM, el ERSP considera que el Reglamento de Transmisión es claro en lo que respecta a las curvas P-Q de los generadores. Precisamente lo que se plantea es que las unidades de generación presenten sus curvas P-Q certificadas.

15.6.8. COMENTARIO

BLM señala que los requisitos de calidad relativos al rango de tensión que debe cumplir la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. son menos restrictivos a

partir de 2005 que los actualmente vigentes, y solicita que se explique la razón de esto.

EDEMET solicita que se corrijan los niveles de tensión en distribución, debido a que se ha agregado el nivel de 34 kV como punto de entrega en transmisión.

ANÁLISIS

Con respecto a lo planteado por BLM, es importante mencionar que para el resto de los países centroamericanos como en la mayoría de los países latinoamericanos, las desviaciones máximas adoptadas en niveles de tensión equivalentes es del orden de $\pm 5\%$. Por otra parte, un requerimiento especial para Panamá de $\pm 3\%$ en el nivel de 230 kV, requeriría mayores inversiones en elementos de compensación, recargando por lo tanto a los usuarios con mayores costos.

El comentario de EDEMET no es atendible porque modificaciones a los niveles de tensión en distribución no es tema de este Reglamento de Transmisión. Además se aclara que, no se ha incluido el nivel de 34.5 kV como punto de entrega, sino como punto de interconexión para la evaluación de los factores de potencia.

15.6.9. COMENTARIO

ELEKTRA indica que se deben establecer las herramientas operativas que utilizará el CND ante la ocurrencia de cualquier contingencia en el SPT que ocasiona niveles de tensión inferiores al 85% del valor nominal por un tiempo mayor de 1 minuto transcurrido una vez registrada la contingencia.

ANÁLISIS

El ERSP considera que el tema planteado por ELEKTRA escapa del alcance de este Reglamento, ya que el mismo debe ser abordado en el Reglamento de Operación.

15.6.10. COMENTARIO

ETESA considera que es necesario establecer la metodología de modificación de los índices de confiabilidad y su relación con el Reglamento. Además, manifiesta que no se especifica si los mismos desaparecen, se mantienen y conservan su independencia; y que cuando haya modificaciones se debe señalar si las mismas ocurrirán sobre los originales, o sobre el reglamento o sobre ambos.

ANÁLISIS

El ERSP considera que para el alcance del Reglamento de Transmisión es adecuado lo indicado en relación a la modificación de los índices de confiabilidad. No obstante, se aclara que para la modificación de los índices de confiabilidad y de las normas de calidad en general, se mantiene en el Reglamento de Transmisión que se debe realizar una Audiencia Pública.

15.7. COMENTARIOS AL TITULO VII: NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISION

15.7.1. COMENTARIO

ETESA indica que la disposición del Reglamento donde se establece que será de exclusiva responsabilidad de los que prestan el servicio de transmisión efectuarlo con un nivel de calidad de servicio satisfactorio acorde con los parámetros de

diseño establecidos, y que para ello se deberán realizar las inversiones que estimen convenientes, entra en contradicción con lo establecido para el criterio n-1 en donde se indica que las inversiones se harán siempre que resulte más barato que la desconexión de carga.

BLM pregunta qué se entiende por inversiones convenientes.

ANÁLISIS

El ERSP considera atendible los comentarios de las empresa ETESA y BLM, por lo que se consideran los mismos en la redacción final del Reglamento, eliminando la referencia a las *inversiones convenientes*.

15.7.2. COMENTARIO

ETESA señala que cuando se diseñó el Sistema de Transmisión actual, los parámetros, sobretodo en lo referido al factor de potencia eran diferentes a lo que se propone en el Reglamento, lo que dio lugar a una compensación reactiva menos estricta que la que se calcularía hoy con factores de potencia cercanos a la unidad. Sostiene ETESA, que bajo la propuesta actual se ve en la necesidad de abrir líneas de transmisión para regular la tensión en los nuevos rangos.

ANÁLISIS

Las modificaciones realizadas a los valores tolerados de factor de potencia y niveles de tensión fueron el resultado de un estudio realizado por el ERSP, el cual considera de manera integral todos los elementos que pueden contribuir a la minimización de la circulación de potencia reactiva y a la adecuada operación del sistema de transmisión.

Si bien se relajaron los límites de factor de potencia que deben cumplir los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT, también se relajaron los valores tolerados de niveles de tensión que deberían mantener la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Este estudio, consideró también la minimización de las inversiones en transmisión para el control de reactivo, ya que esto aumenta los costos de la transmisión, considerando también, que no es conveniente que el exceso de reactivo en la transmisión sea compensado a nivel de distribución. Por lo tanto, los valores tolerados de niveles de tensión y de factor de potencia son aceptables, ya que consideran el problema desde todas las perspectivas y no sólo desde la perspectiva de Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Adicionalmente, del resultado de los estudios se desprende que en el corto plazo el nivel de carga de las líneas que vienen del occidente cuando entre en operación la línea Guasquitas –Panamá II es muy bajo, y para aquellos casos excepcionales en donde se requiera, el sistema puede operar con uno de los cuatro vínculos en reserva, lo cual no disminuye la confiabilidad y tampoco afecta la vida útil de los equipamientos. No obstante, la operación de las líneas no debe ser un método habitual para resolver un problema de potencia reactiva.

15.7.3. COMENTARIO

BLM pregunta si los indicadores de calidad de servicio son sólo para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., y sugiere que para otros prestadores del servicio de transmisión debe haber indicadores más simples.

ANÁLISIS

Los indicadores de calidad son aplicables a ETESA y a cualquier otro prestador del servicio público de transmisión. No obstante, a los agentes que prestan el

servicio de transmisión a través de equipamientos que no pertenecen al sistema de transmisión, no les aplica los conceptos relativos a entrega de información sobre indicadores de calidad establecidos en este Reglamento. Esto se ha aclarado en la versión final del reglamento.

15.7.4. COMENTARIO

BLM pregunta si se le debe pagar el valor de 3.74 B/./MVArh a los generadores cuando operen como compensadores sincrónicos. Además, considera que por transparencia es necesario justificar el cálculo de este monto de remuneración que no está siendo fijado por ofertas de mercado ni se explica el método de cálculo. También, que dicho monto no es suficiente para compensar la operación como compensador o motor sincrónico y que la remuneración a los generadores debe estar en función del costo de inversión en la planta más el consumo de potencia real al valor del costo marginal de la hora.

ANÁLISIS

El ERSP durante el proceso de Audiencia Pública puso a disposición de todos los interesados el estudio en donde se establece el valor unitario de compensación de potencia reactiva con toda la información pertinente a ello, el cual se fijó en 3.74 B/./MVArh. No obstante, para una mayor aclaración señalamos que este valor surge de considerar lo siguiente:

- Para la mayoría de los puntos de conexión en el sistema interconectado nacional, el valor del factor de potencia oscila entre 0.96 (-) y 1,00 (-) (más cercano al valor de 1 en la mayoría de los casos).
- La posibilidad concreta de que los distribuidores mejoren su factor de potencia, dado que fundamentalmente esto se vincula a la desconexión parcial de bancos de capacitores, para valores aceptables del factor de potencia en los puntos de interconexión.
- La hipótesis básica de no incorporar equipamiento cuyo costo deba transferirse al usuario final, salvo que sea absolutamente indispensable y necesario para garantizar una adecuada operación del sistema.
- La necesidad de contar con cierto grado de reserva de potencia reactiva, que permita mantener la seguridad de operación.
- La posibilidad de subexcitación de unidades generadoras térmicas dentro de sus curvas P-Q.

Es importante destacar también, que este valor unitario de compensación de potencia reactiva no puede ser fijado por ofertas de mercado, debido a que no existe en Panamá un mercado de Servicios Auxiliares vinculado con el reactivo.

En relación con la compensación al generador que actúa como compensador sincrónico, el ERSP considera que el valor de 3.74 B/./MVArh es adecuado para compensar al generador que actúe como compensador sincrónico, y que el eventual consumo de potencia activa que tenga dicho generador cuando opere como compensador sincrónico se encuentra debidamente contemplado en el Reglamento de Transmisión, ya que se establece claramente que dicho generador recibirá el costo en que incurra por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional.

Respecto a que la remuneración de los generadores debe ser función del costo de inversión en la planta más el consumo de potencia real al valor del costo marginal de la hora, no es aceptable, debido a que en Panamá no existe un mercado de potencia reactiva, y por lo tanto no hay que remunerar inversión por potencia reactiva.

15.7.5. COMENTARIO

ETESA solicita que donde se dice que los prestadores del servicio público de transmisión deberán informar y poner a disposición del CND todo el equipamiento para el control y suministro de potencia reactiva, se debe especificar que es el equipamiento que tengan disponible.

ANÁLISIS

La solicitud de ETESA se ha considerado en la redacción final del Reglamento.

15.7.6. COMENTARIO

ETESA sostiene que la información de los registros de medición del SCADA es tomada y administrada por el CND, por tanto es erróneo pedir estos registros a los que prestan el servicio público de transmisión.

ANÁLISIS

ETESA como prestador del servicio público de transmisión es la responsable de la entrega de los registros de medición, sin importar que la situación actual entre el CND y ETESA pase porque el CND sea el que administra el SCADA. Por lo tanto, ETESA no está eximida de su obligación en la entrega de los registros de medición.

15.7.7. COMENTARIO

ETESA manifiesta que donde se establecen los límites de los factores de potencia de los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT, no se menciona la precisión del factor de potencia, y que esto debe estipularse.

ELEKTRA indica: a) que donde se establecen los límites de valores tolerados para el Control de Reactivo no se indica en qué forma se considerará la lectura de los puntos de entrega compartidos entre un Agente Distribuidor y un Gran Cliente; b) que en la resolución JD-4993 en su numeral 5, no se establece que se hará modificación sobre el numeral 4 del Anexo A de la Resolución JD-920 de 24 de julio de 1998 en cuanto al nuevo requisito de que durante la ocurrencia de una contingencia simple se tendrán que mantener los nuevos límites de “valores tolerados” del factor de potencia promedio en los puntos de interconexión con el SPT; c) que mantener el factor de potencia entre 0.90 (-) y 0.97 (-) en el período 3, y 0.90 (-) a 0.98 (-) en el período 4 no es adecuado y que el factor de potencia debe estar en todo momento cercano a 1.

ANÁLISIS

Con respecto al comentario de ETESA el mismo no es claro. No obstante si ETESA se refiere a la precisión de la medición, el ERSP considera que la definición de la precisión de la medición de los factores de potencia no debe atenderse en este Reglamento, y que esto es una tarea que el CND debe realizar cuando se encargue de la aplicación de lo dispuesto sobre los niveles de tensión y control de reactivo.

En respuesta a lo comentado por ELEKTRA el ERSP considera lo siguiente:

- a. El Reglamento de Transmisión establece que los distribuidores son los usuarios que representan a los clientes finales conectados a su red, con independencia de su participación en el Mercado Mayorista, en lo que respecta a sus derechos y obligaciones del servicio de transmisión. El tema de factor de potencia entre un distribuidor y un gran cliente cuando el gran cliente está conectado a la red de distribución, es un tema de las normas de distribución y no del Reglamento de Transmisión. En referencia a la lectura de la energía y/o potencia en un punto de entrega de un Distribuidor y su

relación con los Grandes Clientes conectados a su red que transan en el mercado mayorista de electricidad, este tema es propio del Mercado Mayorista por lo cual no se atiende en el Reglamento de Transmisión.

- b. La Resolución JD-4993 de 15 de octubre de 2004 que aprobó el procedimiento de Audiencia Pública para recibir comentarios a la propuesta de Reglamento de Transmisión, dice en el considerando 5 que la propuesta de Reglamento de Transmisión afecta el Anexo A de la Resolución JD-920 de 24 de julio de 1998 referida a las normas de calidad del servicio de transmisión, con excepciones establecidas en el resuelto primero, y en dichas excepciones no se menciona el tema al que hace referencia ELEKTRA. Adicionalmente, el ERSP considera que es necesario el control del transporte de potencia reactiva tanto en el estado estable de operación normal, como en el estado estable de contingencia simple.
- c. Uno de los objetivos previstos cuando se realizó el estudio de revisión de la norma de calidad en la transmisión, fue evitar cargarle costos adicionales al usuario final. Además, en la medida que todos los agentes contribuyan con el sistema de una manera lo más equitativa posible, los costos totales de inversión se verán minimizados. El resultado del estudio mostró que en los períodos 3 y 4 a medida que aumenta la carga en el sistema con el transcurrir del tiempo, la circulación de reactivo en los estados de mínima demanda en los diferentes años de corte analizados disminuye gradualmente, por lo que podría ocurrir que algunas inversiones en bancos de reactores efectuadas en los primeros años no fuesen utilizadas en el futuro, y por lo tanto no sería adecuado que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. invierta en equipamiento que quedaría sin uso en el corto plazo.

15.7.8. COMENTARIO

ETESA menciona que la redacción del punto en donde se habla del cálculo del factor de potencia para vínculos de un agente que son operados en forma mallada aguas abajo y que concurren a un mismo punto de interconexión está confusa y propone cambiarla.

ANÁLISIS

Se ha modificado la definición en la redacción final del Reglamento considerando lo indicado por ETESA.

15.7.9. COMENTARIO

ETESA indica que las asunciones hechas por los consultores para los cálculos iniciales estuvieron basadas en curvas de capacidad suministradas por los generadores. No se especifica una metodología para cubrir la eventualidad de que previo a la entrada en vigencia del presente Reglamento o en el futuro cambien los supuestos. Por ejemplo, salgan generadores existentes o se incorporen generadores con curvas diferentes a las esperadas.

ANÁLISIS

Para la definición de los rangos propuestos para los niveles de tensión y factor de potencia, se utilizaron las curvas de capacidad suministrada por el CND, y que son las que actualmente se utiliza para realizar la operación integrada del sistema. No obstante, si como resultado del seguimiento de la operación real del sistema, se detectan desviaciones que eventualmente afectará la operación integrada del sistema, se pueden introducir los cambios que se requieran, de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento.

15.7.10. COMENTARIO

ETESA propone modificar la redacción del artículo que trata sobre el comportamiento de los equipamientos ante distorsiones en la forma de onda.

ANÁLISIS

El ERSP considera que la propuesta de ETESA no modifica el contenido del artículo por lo que acepta la misma.

15.7.11. COMENTARIO

ETESA propone mejorar la redacción del artículo en donde se establece que los recargos que se pueden aplicar a un distribuidor o gran cliente por apartamientos de los límites admisibles de perturbaciones eléctricas.

ANÁLISIS

El ERSP considera pertinente el comentario de ETESA, pero destaca que el mismo será eliminado, ya que este tema es considerado en el Reglamento de Transmisión en el capítulo de Penalizaciones, Recargos y Retribuciones por Desviaciones en la Calidad del Servicio.

15.7.12. COMENTARIO

ETESA propone cambiar en el cuadro del nivel de severidad del efecto parpadeo de corto plazo (Pst) la expresión Radio (S_L/S_{CC}) por Razón (S_L/S_{CC}). También sugiere que para una mejor referencia debe ponerse título a la tabla que trata sobre la distorsión armónica y llamarla “Tabla de tasa de distorsión armónica”.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA es pertinente y dado que no modifica el contenido de las tablas, se ha considerado el mismo en la redacción final del Reglamento.

15.7.13. COMENTARIO

ETESA recomienda recopilar y desarrollar mejor el tema relacionado a eventos de fuerza mayor o casos fortuitos que se encuentra en la Resolución JD-3110 de 19 de diciembre de 2001. Adicionalmente, hace falta definir un límite de tiempo durante el cual el ERSP podrá rechazar una solicitud para considerar un evento como de fuerza mayor o caso fortuito.

ANÁLISIS

Los temas relativos a eventos de fuerza mayor y casos fortuitos, están contenidos en la Resolución JD-3110, y serán revisados en función de la consultoría que actualmente se está realizando sobre las bases metodológicas. Este tema también afecta a la distribución, por lo que no es materia de este Reglamento incluir lo referente a caso fortuito y fuerza mayor.

15.7.14. COMENTARIO

ETESA considera que no está especificado si la información que deben entregar al CND los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT, en lo que respecta a los factores de potencia y control de reactivo, es para el próximo período o es la del período anterior.

Por su parte ELEKTRA indica que no podrá disponer de la información solicitada del último mes de cada trimestre sobre factor de potencia y control de

reactivo de forma inmediata. Por tanto, considera que se debe establecer como plazo de entrega de los datos del trimestre, el décimo quinto día hábil del primer mes posterior al trimestre requerido.

ANÁLISIS

La información sobre factor de potencia y control de reactivo indicada es para el próximo trimestre, ya que la misma es estimada según se indica en la redacción. No obstante, se aclarará la redacción del Reglamento de Transmisión en este sentido.

En consideración al comentario de ELEKTRA, se ha considerado dentro del Reglamento de Transmisión un plazo de 10 días hábiles para la entrega de la información trimestral al CND.

15.7.15. COMENTARIO

ETESA considera que en el artículo en donde se establece cuáles son los indicadores de confiabilidad que se controlarán, no está claro qué se mide y a quién se mide.

ANÁLISIS

El ERSP considera pertinente el comentario de ETESA y se ha aclarado la redacción de este punto en la versión final del Reglamento de Transmisión.

15.7.16. COMENTARIO

ETESA solicita que se aclare que cuando se apliquen penalizaciones a los prestadores del servicio público de transmisión debido a niveles de confiabilidad fuera de los límites admisibles, sólo se afectarán los cargos por uso de los clientes afectados.

BLM considera que cuando el afectado es un generador se le debe asignar créditos.

ANÁLISIS

En respuesta al comentario de ETESA, el ERSP indica que en el Reglamento se establece que los créditos en los cargos por uso del sistema de transmisión, aplica a los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT, para los que se verificó el incumplimiento a los límites establecidos en la calidad de servicio. En consecuencia, sólo se afectan los cargos por uso de los grandes clientes conectados al SPT y de los distribuidores para los que se verificó el incumplimiento. Los distribuidores deben trasladar esta reducción tarifaria en los cargos por uso debido a los incumplimientos en la calidad, a los clientes de su área de concesión.

Con respecto al comentario de BLM, el ERSP considera que la afectación que puede tener un generador es fundamentalmente en energía que dejaría de producir. No obstante, este es un tema que es competencia de las Reglas Comerciales y no del Reglamento de Transmisión.

15.7.17. COMENTARIO

ETESA propone que se modifique la redacción para aclarar el punto donde se establece la metodología de cálculo de la reducción tarifaria a los prestadores del servicio público de transmisión, debido a niveles de confiabilidad fuera de los límites establecidos.

ANÁLISIS

Se ha aclarado la redacción de este punto en la versión final del Reglamento de Transmisión.

15.7.18. COMENTARIO

ETESA sugiere que se haga referencia a niveles de tensión nominales en vez de niveles de tensión de diseño.

ANÁLISIS

El ERSP ha considerado lo planteado por ETESA en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.7.19. COMENTARIO

ELEKTRA indica que no posee equipos de medición en los puntos en donde se consideran los reclamos o quejas por niveles de tensión, y propone que el Centro Nacional de Despacho emita la información colectada directamente de su sistema SCADA.

ANÁLISIS

Se ha mejorado la redacción de este punto en el Reglamento de Transmisión, aclarando el alcance del mismo.

15.7.20. COMENTARIO

ETESA propone que en todos los artículos en donde se propone el cálculo de los MVAR, se identifiquen las premisas que se utilizarán para calcular estos MVAR y definir quien los realizará.

ANÁLISIS

En el Reglamento de Transmisión se establece que el CND preparará mensualmente un informe de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión, entendiéndose con esto que es el CND el responsable del cálculo de los MVAR. Sobre la identificación de premisas para realizar este cálculo, el ERSP considera que el Reglamento de Transmisión contiene criterios suficientes para realizar los cálculos de los MVAR.

15.7.21. COMENTARIO

ETESA indica que se está validando el concepto de la doble penalización, ya que por un lado se consideran las penalizaciones de multas y por el otro los sobrecostos de generación obligada sin que sean mutuamente excluyentes. Considera que estos recargos por calidad de servicio, cuando sean previstos por consideraciones económicas del sistema, se deben incluir en el Ingreso Máximo Permitido.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no existe doble penalización, sino que el agente que no cumple con los objetivos de calidad de servicio debe asumir las compensaciones que su desvío justifica y todos los demás costos que se producen en el sistema. El pago de las penalizaciones por violaciones en los niveles de tensión permitidos, es independiente del pago que tenga que hacer el prestador del servicio público de transmisión, si por su causa hay que incorporar una unidad

generadora en forma obligada por reactivo en una zona con problemas de tensión, para mantener el nivel de calidad exigido. Este pago de los costos por generación obligada o eventualmente por consumo de potencia activa si se incorpora un generador como compensador sincrónico, no puede ser atribuible a ningún otro agente, más que a aquel que causa el problema.

En lo que respecta a considerar en el Ingreso Máximo Permitido los recargos por calidad de servicio, debidas a consideraciones económicas del sistema, el ERSP ha incluido en el Ingreso Máximo Permitido una componente que permitirá recuperar los costos de generación obligada u otros costos adicionales que se puedan dar, pero exclusivamente cuando estos costos estén referidos a la aplicación del criterio n-1 con desconexión de generación y demanda. Los otros costos en que pueda incurrir ETESA por una operación ineficiente del sistema de transmisión no se incluyen en esta componente y son responsabilidad exclusiva de ETESA.

15.7.22. COMENTARIO

ETESA objeta que los prestadores del servicio de transmisión tengan la obligación de poner su equipamiento de reactivo a disposición del CND para compensar las necesidades del sistema de transmisión incluidos los incumplimientos de los usuarios. Esta objeción se fundamenta, en el hecho que esos incumplimientos serían compensados por los prestadores del servicio de transmisión desalentando de esa manera las responsabilidades por el uso de los usuarios conectados, y simultáneamente hace incurrir al prestador en un costo adicional por la operación de su equipamiento, que no se encuentra considerado en la tarifa.

ANÁLISIS

Los equipamientos de reactivo deben estar a disposición del CND bajo cualquier circunstancia, ya que la operación segura del Sistema Interconectado Nacional tiene prioridad. Por otro lado, la remuneración percibida por el transportista asociada a los costos de operación de una empresa eficiente en régimen normal operativo, incluye aquellos apartamientos que excepcionalmente se puedan producir en un sistema, por lo que no se vería afectada económicamente. No obstante, en condiciones en que los usuarios no cumplen con sus requerimientos, los mismos deberán ser penalizados, la cual es la señal económica para evitar que los usuarios no asuman sus responsabilidades. Se entiende también, que las prácticas señaladas por ETESA, se producirían con una muy baja frecuencia de ocurrencia, y por lo tanto no ameritan su consideración tarifaria. Finalmente, en la versión final del Reglamento se aclara que el CND puede disponer el despacho de todos los equipamientos de reactivo disponibles en el Sistema Interconectado Nacional en cualquier circunstancia.

15.7.23. COMENTARIO

ETESA indica que se debe establecer que el Centro Nacional de Despacho tiene la obligación de brindar los datos del sistema SCADA a los que prestan el servicio público de transmisión para poder tener la información que necesita la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión que solicita el ERSP.

ELEKTRA considera que se debe unificar el criterio de la fuente de los registros de medición, ya que en este artículo se habla de SCADA, y en otra sección donde se indica que los distribuidores y grandes clientes deben entregar información no se especifica la fuente, pudiendo asumirse que se trata de medidores SMEC.

ANÁLISIS

No es materia del Reglamento de Transmisión establecer la obligación de que el CND entregue los registros de medición del SCADA a los que prestan el servicio público de transmisión, ya que esto se deriva de la situación actual entre ETESA y el CND sobre quién administra el SCADA. No obstante, ETESA debe cumplir con lo dispuesto en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión, procurando reflejar la mejor información de que disponga.

Con respecto al comentario de ELEKTRA, el ERSP considera que la fuente de medición en todo momento debe ser la mejor que se disponga. Para el caso del uso del SMEC se debe considerar en todo momento lo dispuesto en el Reglamento de Operación vigente, el cual actualmente contempla que el uso de los medidores SMEC es exclusivo para transacciones comerciales.

15.7.24. COMENTARIO

ELEKTRA manifiesta que debe definirse con claridad el límite (máximo o mínimo) sobre el cual se hará el cálculo del factor de potencia del límite violado ($FPLim_j$).

ANÁLISIS

En la definición de $FPLim_j$ presentada en el Reglamento de Transmisión, se indica que estos límites están referidos a los límites de factor de potencia que deben cumplir los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT, los cuales pueden ser máximos o mínimos. Sin embargo, se aclara que al respecto puede decirse que la aplicación es la misma para ambos casos, ya que esencialmente consiste en detectar, cuando existe una violación de algún límite del factor de potencia, el correspondiente valor violado y calcular la compensación reactiva que sería necesaria introducir para evitar la violación producida.

15.7.25. COMENTARIO

ETESA manifiesta que cuando se mencionan las violaciones a los rangos de factor de potencia, no se especifica si esto se verifica en tiempo real o se hace a posteriori, y no se dice qué metodología se utilizará.

Por su parte ELEKTRA considera que es muy delicado que se transfieran los cargos de generación obligada si se violan los rangos del factor de potencia, y que se debe incluir la consideración de que habrá que revisar cada caso por separado y con sustento matemático que pruebe la real necesidad de la generación obligada antes de que sea asignada al distribuidor. Además, recomienda la auditoría a la medición actual de los factores de potencia en cada uno de los puntos de interconexión por medio del SMEC, como paso previo a la implementación de la Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de las Redes de Transmisión que establecerá el ERSP.

ANÁLISIS

Se ha considerado en la redacción final del Reglamento, que si se dan violaciones a los rangos de factor de potencia y hay que incorporar alguna unidad generadora en forma obligada, esto se hace en la operación en tiempo real. No obstante, respecto a la metodología que se utilizará el ERSP indica que esto no es un tema del Reglamento de Transmisión, por lo tanto el mismo no se considera.

Con respecto al comentario de ELEKTRA el ERSP considera que en la medida que no se verifiquen incumplimientos de los agentes, la generación obligada no sería requerida. Sin embargo, si existe algún área donde se puede comprobar el incumplimiento de diferentes agentes, entre los cuales puede encontrarse algún distribuidor, y ello causa la incorporación de generación obligada, cada agente deberá pagar esta generación en forma proporcional a la magnitud de la energía reactiva causante de las violaciones. No obstante, el ERSP considera conveniente incluir en el Reglamento de Transmisión una aclaración relativa a que la generación obligada de un agente deberá tener una justificación técnica adecuada.

Con respecto a la solicitud de ELEKTRA de auditar la medición actual de los factores de potencia con el SMEC, no existe evidencia de problemas de medición de los factores de potencia a través del SCADA y adicionalmente, el SMEC como se dijo en un comentario anterior, es un sistema de medición que de acuerdo al Reglamento de Operación vigente debe estar dedicado a la medición de las transacciones comerciales entre agentes del mercado.

15.7.26. COMENTARIO

ETESA está de acuerdo con lo que se propone en el Reglamento sobre auditorías a los generadores para determinar que cumplan con los aportes de reactivo, pero considera que se debe establecer quién corre con los costos de la auditoría.

BLM observa que al no existir un Servicio Auxiliar remunerado de compensación reactiva, y de reserva de compensación de potencia reactiva, donde el generador esté participando activamente, la única penalidad que podría establecerse a un generador se daría ante una emergencia, cuando este generador sea obligado a generar hasta el límite de su curva y se vea imposibilitado de cumplir, originando como consecuencia una desviación del factor de potencia en algunos nodos del sistema de transmisión, fuera de los límites adoptados.

ANÁLISIS

El ERSP considera que el comentario de ETESA es pertinente y se establece al generador los costos por la auditoría respectiva cuando se determine mediante algún control que no cumple con la disponibilidad de reactivo.

En respuesta al comentario de BLM, el ERSP considera que no es necesario que se encuentre el sistema en un estado de emergencia, con la presencia de violaciones de límites en alguna restricción, para solicitar el aporte de reactivo dentro de la curva de capacidad, sino que el CND dentro de sus facultades puede requerir este aporte en el momento que lo considere oportuno, para mantener una operación que satisfaga criterios de economía y seguridad.

Además, es necesario destacar que el equipamiento con su curva de capacidad debe estar disponible para el momento en que sea requerido, ya sea en situación normal o de emergencia, por lo que el CND debe tener facultades para poder verificar, cuando lo considere oportuno, si el equipamiento está en condiciones de satisfacer lo comprometido y de esta manera, disminuir los riesgos por indisponibilidad de los recursos que son necesarios en algunas situaciones críticas, que eventualmente podrían conducir al colapso del sistema. Además, lo recaudado por concepto de penalizaciones será utilizado para la reducción de las tarifas de los clientes regulados de las empresas Distribuidoras y Grandes Clientes, tal como está previsto en el Reglamento de Transmisión.

15.7.27. COMENTARIO

ETESA propone que se debe establecer un procedimiento para calcular la retribución por consumo de potencia activa a los generadores cuando operan como compensadores sincrónicos.

ANÁLISIS

Este es un tema relacionado con el mercado mayorista de electricidad que no se incluye en este Reglamento, ya que se trata de la retribución de potencia activa consumida por un generador, lo cual es materia de las Reglas Comerciales.

15.7.28. COMENTARIO

ETESA propone que la entrega por parte del CND del informe mensual de recargos y retribuciones se haga antes del 30 del mes siguientes en vez del 15 del mes siguiente, y que se incluya que dicho informe debe salir del análisis de la información que se le remitirá al ERSP por parte de los que prestan el servicio público de transmisión, de acuerdo a la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión.

ANÁLISIS

El ERSP considera que 15 días es suficiente para cumplir con la entrega por parte del CND del informe mensual de recargos y retribuciones. Además, en relación a que dicho informe saldrá del análisis de la información que se le remitirá al ERSP por parte de los que prestan el servicio público de transmisión, el ERSP considera que el CND, puede utilizar el contenido de la base metodológica como apoyo en la elaboración del informe mensual de recargos y retribuciones. No obstante, el CND no puede condicionar su análisis a los calificativos que ponga ETESA a los registros o eventos contenidos en dicha base metodológica. Los informes que elabore el CND en este sentido, deben ser imparciales.

15.7.29. COMENTARIO

ETESA considera que el Centro Nacional de Despacho no tiene entre sus funciones la facturación de procesos comerciales y propone que se corrija la redacción y se establezca que el CND comunicará al Ente Regulador los incumplimientos.

ANÁLISIS

El comentario ha sido considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.7.30. COMENTARIO

ETESA sugiere que las propuestas metodológicas sobre montos de penalidad y formas de aplicación sean estrictamente entre partes, surgiendo del consenso una decisión y que la misma no debe ser ratificada a través de consulta pública.

ANÁLISIS

El ERSP considera improcedente el comentario de ETESA, ya que las decisiones sobre las penalizaciones y la aplicación de las mismas para el caso de las perturbaciones eléctricas formarán parte del Reglamento de Transmisión, además que las mismas afectan a los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT.

15.7.31. COMENTARIO

ETESA considera que se debe especificar quién dentro del Servicio Público de Transmisión debe entregar la información de los indicadores de calidad, en ciertos lugares el Reglamento es taxativo, en otros lo deja abierto.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no se amerita una modificación en este sentido. No obstante, es oportuno indicar para mayor aclaración, que la obligación en entregar la información es para todo prestador del servicio público de transmisión, cuyas instalaciones forman parte del sistema de transmisión.

15.7.32. COMENTARIO

ETESA indica que se debe modificar la expresión “Metodología para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión”, reemplazándola por “Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión” que es la forma correcta como se denomina al procedimiento.

Por su parte BLM considera que los registros de las mediciones deben ser públicos.

ANÁLISIS

Los comentarios de ETESA y de BLM se han acogido en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.7.33. COMENTARIO

ETESA recomienda incluir que el informe diario de las interrupciones ocurridas en las últimas 24 horas tenga carácter preliminar y que se establezca un término de 15 días para entregar un informe definitivo. Además, que se establezca que el informe puede ser enviado por FAX o en archivo pdf. Solicita también, que se aclare si se necesita un informe adicional al informe preliminar de eventos del Centro Nacional de Despacho, ya que este último informe cubre en muchos aspectos lo que se solicita para el informe diario.

ANÁLISIS

El ERSP considera que es aceptable el comentario de que haya un informe preliminar y que el mismo se pueda enviar por correo electrónico, pero no considera atendible la solicitud de que el informe definitivo sea entregado en un término de 15 días. Por lo que dicho informe deberá ser entregado el mismo día en que se entrega el informe preliminar. Se ha modificado la versión final del Reglamento de Transmisión en este sentido.

Por otra parte, ETESA puede utilizar el informe preliminar de eventos del CND para asistirse en la elaboración del informe diario. No obstante, ETESA es responsable de la calidad y cantidad de información que presenta en los informes que entrega al ERSP.

15.7.34. COMENTARIO

ETESA considera que se debe estipular el tiempo en que se presentarán los informes referidos a la confiabilidad, niveles de tensión y factores de potencia, y los de efecto de parpadeo y armónicas.

Por su parte BLM indica que en lo referido a los niveles de tensión en el Reglamento de Transmisión, se definen las horas de punta y fuera de punta para la demanda, y que esto debe mantenerse.

ANÁLISIS

Como se indica en el Reglamento el tiempo en que se debe presentar la información a que hace referencia ETESA, estará de acuerdo al procedimiento indicado en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión.

Con respecto a lo indicado por BLM sobre horas de punta y fuera de punta, el ERSP considera que el uso de horas de valle y resto es apropiado, puesto que para los límites de los factores de potencia a cumplir por los distribuidores y grandes clientes conectados al SPT, se definió un horario de valle y resto. Esta clasificación es más apropiada para efecto de la consideración del control de reactivo y niveles de tensión en la red de transmisión.

15.7.35. COMENTARIO

ELEKTRA indica que en lo correspondiente a las Normas de Calidad de servicio para el sistema de transmisión, no se hace referencia alguna a las transacciones en las interconexiones internacionales.

ANÁLISIS

En lo referente a las Normas de Calidad y su relación con las transacciones internacionales, el desarrollo de la normativa en el Reglamento de Transmisión ha tratado de armonizar aspectos tales como el nivel de tensión admisible en el Sistema de Transmisión considerando lo que se tiene en la Región. Sin embargo, no existe un Reglamento de Transmisión Regional aprobado, por lo que deberá esperarse hasta que el mismo sea aprobado para realizar las armonizaciones que sean necesarias.

15.8. COMENTARIOS AL TITULO VIII: REGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISION

15.8.1. COMENTARIO

ETESA objeta que se deba poner a disposición de los agentes los modelos de cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos y de los cargos por uso, ya que al disponer de tales modelos los agentes pueden cuestionar los datos utilizados y el origen de los mismos, situación que ya se ha dado. ETESA, a su vez, solicita que el ERSP proporcione la información que se debe poner a disposición de los participantes y que el ERSP autorice su aplicación. Solicita también, que luego de aprobadas las actualizaciones tarifarias por el ERSP, estas no estén sujetas a desacuerdos por parte de los participantes y que no se admitan incumplimientos en los pagos basados en ellas.

AES indica que se debe entregar los modelos de cálculo de la tarifa de transmisión.

EDEMET solicita que se establezca un término no mayor de 30 días para que ETESA ponga a disposición de los agentes los modelos de cálculo. Además, solicita que se incluyan los modelos de cálculo de cargos por conexión y por operación integrada.

ANÁLISIS

En respuesta a los comentarios de ETESA, AES y EDEMET, el ERSP considera que la sola aprobación por parte del ERSP de las tarifas vigentes en cada periodo es suficiente para validar los datos utilizados en el cálculo de las tarifas. La información que debe suministrar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., es toda aquella que sea necesaria para explicitar y transparentar el proceso de cálculo. Uno de los aspectos sensibles para la determinación de los cargos por uso es la forma en que se determinan los flujos de carga representativos que luego son utilizados para el cálculo de las tarifas, en tal sentido la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., deberá definir la metodología a utilizar a tal efecto, la cual deberá estar basada en información resultante de los modelos de programación de mediano plazo del mercado utilizados por el CND y de sus correspondientes bases de datos.

Todos los datos, procedimientos de detalle y modelos de cálculo deben estar disponibles al momento de promulgar las tarifas. Se hace notar, que el proceso de cálculo de cargos por uso requiere, por su complejidad, de un método de cálculo que determine el uso que hace cada agente de cada elemento y las correspondientes tarifas; en cambio, los restantes cargos de transmisión resultan directamente de la aplicación de las fórmulas tarifarias y por lo tanto no son necesarios modelos de cálculo. El modelo utilizado para determinar cargos por uso así como sus datos podrán servir a los efectos de verificar las tarifas resultantes en cada año del periodo tarifario.

En consecuencia no se consideran procedentes los comentarios de las empresas ETESA, AES y EDEMET. No obstante, es importante destacar que por transparencia, ETESA debe poner a disposición todo lo necesario para que los interesados puedan reproducir el cálculo de los cargos por uso que le son aplicados.

15.8.2. COMENTARIO

ETESA observa que la incorporación de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004, en el Régimen Tarifario, requiere ser evaluada exhaustivamente por el Regulador, con la seriedad que el caso amerita, dado que es contraria al principio de suficiencia financiera, establecido en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, principio que tiene el objetivo de permitir la continuidad del servicio de transmisión, con la calidad y eficiencia establecida por el Regulador. Solicitan que se elimine del Reglamento el tema relativo a esta Ley, hasta tanto la misma no sea debidamente reglamentada.

EDEMET solicita que se incluya el cargo de conexión dentro de los cargos que no se les asignen a los usuarios que reciben el beneficio de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004.

ANÁLISIS

Considerando lo señalado por ETESA, se observa que la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 establece taxativamente lo indicado en el Reglamento. Esto se transcribe a continuación: Art. 8. "...Los sistemas de centrales de minihidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de hasta 10 MW, no estarán sujetos a ningún cargo por distribución ni transmisión cuando vendan en forma directa o vendan en el mercado ocasional. En ningún caso, los costos de distribución y la transmisión serán traspasados a los usuarios".

Art 9. "Beneficios para centrales de más de 10 MW hasta 20 MW. Los sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas de centrales geotérmicas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias de más de 10

MW hasta 20 MW de capacidad instalada, no estarán sujetos a ningún cargo de distribución ni transmisión por los primeros 10 MW de capacidad instalada durante los primeros diez años de operación comercial. En ningún caso los costos de la distribución y la transmisión serán traspasados a los usuarios”.

La norma no hace más que respetar la Ley vigente.

El ERSP considera pertinente el comentario de EDEMET y se ha modificado la redacción del Reglamento en este sentido. Es importante aclarar que los usuarios que reciben el beneficio de la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004, no pagan los cargos asociados a la transmisión, los cuales para este Reglamento son: el cargo por uso, el cargo por conexión, el cargo por servicio de operación integrada y el cargo por uso de redes. Es de resaltar que el artículo 46 del DECRETO EJECUTIVO No 22 del 19 de junio de 1998 no obliga a la Empresa de Transmisión a realizar las ampliaciones conexiones que requieran las centrales mencionadas; no obstante, ETESA puede realizar las ampliaciones de conexión que requieran dichas centrales, previo acuerdo con la parte interesada, para lo cual podrá exigir una contribución al interesado, con carácter reembolsable que cubra el financiamiento de las mismas.

15.8.3. COMENTARIO

ETESA indica que el régimen tarifario se aplica al equipamiento inicial y a las nuevas instalaciones, y que no debe hacerse referencia de su aplicación al equipamiento existente.

ANÁLISIS

El Reglamento cuando se refiere a equipamiento existente, es a aquel equipamiento que ya está instalado, y no al equipamiento inicial. No obstante, se ha aclarado esto en la redacción final del Reglamento.

15.8.4. COMENTARIO

ETESA observa la excepción establecida en el Reglamento respecto a que el equipamiento de conexión mínimo no puede ser asignado al SPT, debido a que vulnera varios artículos de la Ley No. 6 de 3 febrero de 1997, afectando el principio de eficiencia económica y de viabilidad financiera, y el mismo debe restringirse a los Grandes Clientes conectados al sistema de distribución. ETESA indica que la excepción para que un equipamiento sea asignado al SPT, debe ser sólo para el caso en el cual el usuario indirecto es un gran cliente.

ANÁLISIS

En respuesta al comentario de ETESA, el ERSP considera que todo agente requiere una conexión propia y en principio no compartida al Sistema de Transmisión, y éste es un requerimiento mínimo que todo agente debiese asumir. No obstante si por alguna razón esa conexión debe ser compartida, dicho equipamiento no puede formar parte del sistema común denominado SPT, ya que de esta manera se estaría favoreciendo a estos agentes en relación a otros que tienen que asumir los costos de su conexión por si mismos.

15.8.5. COMENTARIO

ETESA considera necesario incluir a los autogeneradores y cogeneradores cuando se define que el usuario, sea un generador, autogenerador o cogenerador, conectado a la red de otro usuario con una planta de generación mayor a 5 MW asumirá los cargos asociados a la generación considerada.

EDEMET indica que según la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004, la capacidad a partir de la cual a las plantas se les debe aplicar los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión, debe ser de 10 MW en vez de 5 MW.

ANÁLISIS

El ERSP considera pertinente el comentario de ETESA por lo cual ha modificado el Reglamento en dicho sentido.

En respuesta al comentario de EDEMET, el ERSP indica que el límite de 5MW, que hace referencia EDEMET en su comentario, está referido a cualquier tipo de plantas, ya sean térmicas, renovables, minihidroeléctricas, etc. Por su parte, el límite de 10 MW relativo a los beneficios de no pago de los cargos de transmisión, fue fijado por la Ley No. 45 de 4 agosto de 2004, es sólo para las sistemas de centrales minihidroeléctricas, sistemas de centrales renovales, etc. En consecuencia a lo anteriormente mencionado el ERSP considera que no es aplicable el comentario de EDEMET.

15.8.6. COMENTARIO

ETESA solicita se confirme, si se puede interpretar que en la actualización tarifaria se pueden incorporar variaciones de ingreso por cambios en lo planificado, de acuerdo a criterios que inciden en los activos remunerados tales como las características técnicas y tamaños, adicionalmente a las variaciones en las fechas introducidas.

ANÁLISIS

En respuesta a la consulta de ETESA, el ERSP considera que es conveniente eliminar el artículo referido a las actualizaciones del Título VIII: "Régimen Tarifario de Transmisión", debido a que las mismas se encuentran, en cada caso en particular, detalladas claramente en secciones posteriores de dicho Reglamento. No obstante, es conveniente aclarar que las modificaciones o cambios con respecto a lo planificado, o a las obras aprobadas en el Plan de Expansión, que sean atribuibles a características técnicas o a tamaños de los equipamientos, no serán consideradas para la actualización de los cargos durante la vigencia del régimen tarifario de transmisión, y los mismos serán eventualmente considerados en revisiones posteriores de las fórmulas tarifarias. Tal conclusión es consecuencia de que las obras que se consideran para la elaboración de los cargos del régimen tarifario corresponden a una planificación de corto plazo (4 años), donde existe una indicación cierta de los tamaños y características de los equipamientos considerados. Por lo tanto, ETESA debe procurar en su ejecución no apartarse de lo que planificó.

15.9. COMENTARIOS AL TITULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

15.9.1. COMENTARIO

ETESA propone se revisen los parámetros de eficiencia, con la finalidad primera de ajustar los porcentajes de operación y mantenimiento a la realidad, al tamaño del mercado eléctrico y a la estructura orgánica gubernamental panameña.

ANÁLISIS

La Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que creó a la Empresa de Transmisión Eléctrica S. A., no contempla ningún tipo de consideración especial a ETESA por ser una sociedad anónima cuyo propietario es el estado panameño,

estableciendo como uno de sus objetivos y finalidad el ser una empresa eficiente. Por otra parte, en los cálculos involucrados en las revisiones tarifarias que utilicen parámetros de eficiencia, se consideran todos los aspectos relativos a adecuar los porcentajes de operación y mantenimiento a la realidad panameña y a las características del mercado eléctrico de Panamá.

15.9.2. COMENTARIO

ETESA ha señalado que se deben incluir los gastos en concepto de inversiones requeridas por el CND en la base sobre la cual se calcula el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por el Servicio de Operación Integrada (SOI).

ANÁLISIS

El ERSP ha considerado este comentario en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.9.3. COMENTARIO

ETESA indica que todos los procesos de adquisición de activos, conllevan la realización de actos competitivos, por lo que deberían ser reconocidos en el Ingreso Máximo Permitido (IMP).

ANÁLISIS

En los procesos de libre competencia hay un precio representativo de la eficiencia económica cuando este proceso se ha realizado en un mercado con características competitivas, en cambio cuando no se enfrenta un mercado competitivo o el proceso no ha sido bien organizado el valor de los activos a costo original puede no tener ninguna relación con el valor de eficiencia. Por lo tanto, como ya se indicó en comentario anterior, el proceso de libre competencia es una condición necesaria pero no suficiente para obtener un precio eficiente.

Por consiguiente, se observa que si bien los procesos de compra y adquisición de ETESA pueden conllevar actos competitivos, ETESA debe asegurar que los mismos sean eficientes.

15.9.4. COMENTARIO

ETESA requiere que sean adicionados como elementos significativos de los costos, los costos de indemnización, y los costos de mitigación de impacto ambiental (servidumbre). ETESA solicita se incremente el porcentaje asociado a inspección entre el 6% y 7% en vez del 3% del costo base propuesto y el de diseño entre 3% y 4 % en vez de 2%. Solicita adicionalmente, que se incluya la definición de los procesos que abarcan cada porcentaje y los rubros que contienen los costos base, así como especificar el uso y aplicación de los porcentajes estipulados.

EDEMET solicita que se justifiquen los parámetros de los costos eficientes indicados.

ANÁLISIS

El ERSP ha considerado pertinente incluir los costos de indemnización y mitigación de impacto ambiental (servidumbre). También, se considera pertinente aumentar en un punto porcentual el renglón de diseño. No obstante, el costo de inspección es consistente con el costo que las regulaciones internacionales le asignan como costo eficiente, por lo cual no amerita ajuste. Se considera también, que no es necesario la definición de los procesos que abarcan

cada porcentaje y los rubros que contienen los costos base, así como especificar el uso y aplicación de los porcentajes estipulados, ya que lo establecido en el Reglamento de Transmisión es adecuado para cumplir con su objetivo.

Con respecto al comentario de EDEMET el ERSP indica que los porcentajes de costos eficientes de ingeniería, administración, inspección y diseño presentados en el Reglamento de Transmisión, son resultados del estudio realizado a la empresa comparadora, así como también de una consultoría especializada contratada para estos fines, la cual consideró los valores que son eficientes en otras regulaciones y las adaptó a la realidad Panameña.

15.9.5. COMENTARIO

ETESA propone se cambie la fórmula que determina el valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión cuando existen actividades no reguladas que utilizan este activo. Este cambio considera la separación de este tipo de activos en función de si la capacidad excedente del activo es evitable o no. Considerando que: a) cuando se utilizan activos con capacidad excedente no evitable, se establezca un factor que garantice una disminución del ingreso requerido en tarifas del 50% del ingreso por la actividad regulada, el cual estima ETESA en 0.36; b) cuando se utilizan activos con capacidad excedente evitable, el valor del activo eficiente se determine restando del valor total del activo compartido la porción del monto incremental necesario para la explotación del uso de la actividad no regulada.

EDEMET cuestiona el origen del valor de 0.8 utilizado en la fórmula que determina el valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión, cuando existan actividades no reguladas que utilizan este activo.

ANÁLISIS

En respuesta a los comentarios de ETESA y EDEMET el ERSP indica que después de analizada la implicación que tiene el coeficiente de 0.8 en la fórmula del factor de ajuste de los activos, se concluye que el mismo permite que el 80% de los ingresos que reciba ETESA por actividades no reguladas pasen como un descuento a la tarifa de los usuarios, lo cual también otorga un incentivo a ETESA, ya que le permite obtener un 20% de los ingresos por dichas actividades no reguladas. No obstante, no se considera adecuado el establecer una clasificación de activos de acuerdo a si es evitable o no la capacidad excedente del mismo, tal como propone ETESA, porque daría lugar a una regulación administrativamente ineficiente. Además, se ha aclarado en la versión final del Reglamento cómo se realiza el cálculo del factor de ajuste por actividades no reguladas.

15.9.6. COMENTARIO

ETESA solicita que dentro de los activos a considerar en cada año calendario, se incluyan las inversiones necesarias para dar continuidad al servicio de transmisión, tales como informática, capacitación, planta general e inversiones de reposición o refuerzo por imprevistos o catástrofes naturales.

ELEKTRA señala que rechaza el término referido al costo de generación obligada u otros costos del mercado mayorista (GA) presente en la fórmula para el cálculo del IMP a la empresa de transmisión para recuperar los costos del SPT, ya que esto no promueve la eficiencia de ETESA.

BLM solicita que en la definición del término GA de la fórmula para el cálculo del IMP se debe aclarar si la palabra “indisponible” está bien, porque considera

que el término correcto es “disponible”, ya que se esta refiriendo a equipamiento de transmisión eficientes.

EDEMET solicita que se explique por qué se incluye el término GA, y cómo se ajusta este valor, ya que en las fórmulas de ajuste establecidas no se presenta actualización del mismo.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

En respuesta del comentario de EDEMET y ELEKTRA, el ERSP considera que un sistema de transmisión eficiente y económicamente adaptado a los requerimientos de servicio esta sometido a congestiones y a eventuales requerimientos de los costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista. El equipamiento del sistema de transmisión debe cumplir con los índices de disponibilidad que se introduce en las normas de calidad, y esto significará que existirán estados del sistema donde hay equipamientos indisponibles y el requerimiento de generación obligada en esos casos debe ser reconocido.

El no reconocimiento de esos costos eficientes induciría un comportamiento perverso de ETESA, que traería como consecuencia que la misma podría tener equipamiento de reserva adicional al económicamente eficiente.

Los montos de generación obligada deben ser ajustados si las modificaciones de la demanda o la generación producen cambios a la generación obligada considerada en el cálculo tarifario, siempre que dicha generación obligada se origine como consecuencia de la aplicación del criterio n-1 adoptado en este Reglamento.

También se harán ajustes en los montos del Ingreso Máximo Permitido por generación obligada u otros costos asociados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, cuando dichos costos sean menores a los costos que ETESA haya pagado efectivamente por tales conceptos. Se ha incluido en el Reglamento la forma de actualización del término GA.

El Reglamento establece claramente que GA no incluirá aquellos costos adicionales que se producirán por un comportamiento ineficiente de ETESA en la operación del Sistema o en su desarrollo.

El ERSP considera que para efecto de los próximos cuatro años el monto a incluir en el Ingreso Máximo Permitido referido al término GA debe ser de cero (0), debido a que el sistema de transmisión ha sido diseñado hasta la fecha, considerando la aplicación del criterio n-1 sin la posibilidad de desconexión de demanda o generación. Lo que ha llevado a que tengamos un sistema lo suficientemente robusto y que en el corto plazo no se requiera la consideración de montos adicionales para tomar en cuenta la adopción del nuevo criterio establecido en este Reglamento.

En respuesta al comentario de BLM, el ERSP indica que el término “indisponible” es el correcto, ya que pueden existir estados con indisponibilidad de equipamiento, y sin embargo se está cumpliendo con lo establecido en las normas de calidad.

15.9.7. COMENTARIO

ETESA solicita que en el punto en donde se establece que se permitirá la modificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al SPT cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo, se indique que no es aplicable a las instalaciones aprobadas en el plan de expansión.

ANÁLISIS

Las obras aprobadas en el Plan de Expansión, no pueden ser clasificadas posteriormente como activos de conexión, dependiendo de su función, ya que esto puede afectar posteriormente a los agentes, con cambios significativos en los cargos a pagar. Por lo tanto, el ERSP considera pertinente el comentario de ETESA y lo ha considerado en la redacción final del Reglamento.

15.9.8. COMENTARIO

ETESA indica que la aplicación de la metodología para la determinación de la demanda máxima anual no coincidente ha tenido problemas prácticos por lo que propone una metodología de cálculo más sencilla basada en las tasas de crecimiento.

EDEMET propone modificar el concepto de demanda máxima anual no coincidente, y que se utilice la demanda máxima coincidente promedio de los últimos 12 meses. Además, propone que si la demanda máxima coincidente real promedio de los últimos 12 meses es menor a la prevista, se debe considerar y devolver a los clientes lo pagado como excedente. De esta manera se estaría cumpliendo con el principio de equidad.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no es atendible el comentario de ETESA, ya que la metodología de cálculo propuesta no representa la demanda real del Sistema de Transmisión que pueden llegar a tener los distribuidores, debido a que no se consideran situaciones de transferencia parciales de carga en las redes de distribución que tienen posibilidad de mallado. La consecuencia de aceptar la metodología de cálculo de la demanda máxima anual no coincidente propuesta por ETESA, podría dar como resultado una demanda máxima anual no coincidente para los distribuidores mayores a la demanda máxima anual no coincidente real.

Considerando la propuesta de EDEMET, corresponde aclarar que la demanda máxima coincidente simplifica la determinación tarifaria pero no es representativa de las exigencias que se requieren en el Sistema de Transmisión. Además, es importante aclarar que el objetivo de asignar un cargo en función del requerimiento de la demanda, es para asegurar la capacidad de transmisión, por lo tanto este requerimiento debe estar relacionado con la capacidad puesta a disposición y no con el uso efectivo que se hace.

15.9.9. COMENTARIO

ETESA solicita que se aclare a qué se refiere el Reglamento cuando establece que el cargo por uso del SPT que se asignará a los agentes productores estará en proporción a la capacidad instalada del mismo, y que si es menor no corresponderá ningún ajuste.

ANÁLISIS

Si la capacidad instalada de un participante productor por algún motivo resulta menor que la capacidad instalada que se consideró cuando se le asignó el cargo

por uso, no corresponderá ningún ajuste en el cargo asignado debido a que la disponibilidad de ese equipamiento esta asociada al requerimiento inicial.

15.9.10. COMENTARIO

ETESA solicita considerar que, si la verificación de la potencia inyectada real por los autogeneradores y cogeneradores resulta menor que la utilizada para facturar el año tarifario finalizado, se incluya que no se hará ningún ajuste en el cargo que paga.

ANÁLISIS

Se ha considerado este comentario en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.9.11. COMENTARIO

ETESA pregunta sobre qué metodología se utilizaría para la variación de ingreso o egreso efectivo de un equipo en un año x y una debida proyección a futuro, si el año anterior ya ha sido afectado por un Coeficiente de Actualización Estructural (CAES). ETESA propone que en la parte de la actualización de los cargos, se adicione un literal en donde se indique que para los proyectos de inversión aprobados por el ERSP y no considerados en la base tarifaria, las tarifas serán ajustadas considerando un CAES similar al establecido para el ajuste de las fechas de ingreso de equipamiento. También, que se adicione al Reglamento la metodología desarrollada en los informes de actualización tarifaria, ya sometidos a aprobación del ERSP.

Elvia Chan solicita que se indique que períodos abarcan: año tarifario, año en curso, años restantes y año anterior. Solicita además, que el coeficiente CAES sea redefinido, ya que no cumple la función de asignar a los años restantes las variaciones de ingresos.

ANÁLISIS

En el Reglamento se ha desarrollado con más detalle una metodología para el cálculo del CAES. Para el caso del cálculo del CAES debido a la variación de las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo, la metodología considera recalcular el Ingreso Máximo Permitido, corregido con las fechas reales de inicio de operación de los proyectos y el cálculo de la diferencia de ingresos considerando que el ingreso previsto corresponde al estimado en el Ingreso Máximo permitido aprobado y el Ingreso real se obtiene del recálculo del ingreso del año examinado, incorporando las fechas reales de proyectos terminados y las nuevas fechas de proyectos atrasados o postergados.

Por otra parte, no se considera pertinente que el CAES dé una proyección a futuro, toda vez que la metodología del CAES es para ajustes ante cambios entre lo previsto y la realidad. En relación a que exista un CAES similar para las obras aprobadas por el ERSP pero no incluidas en la base tarifaria, el ERSP indica que esto no es atendible, debido a que estas obras sólo tendrán un tratamiento de actualización, cuando ellas formen parte de la base tarifaria. La inclusión de estas obras en una base tarifaria que le permita actualizaciones, se daría en revisiones posteriores de las fórmulas tarifarias, lo cual de conformidad con lo establecido en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 sería cada cuatro años o de manera extraordinaria.

En respuesta al comentario de Elvia Chan, el ERSP indica que el CAES si asigna la variación a los años restantes, no obstante, para mejorar la comprensión se ha ampliado la redacción. En lo que corresponde a lo indicado sobre año tarifario,

año en curso, años restantes y año anterior, se hicieron las modificaciones necesarias en el Reglamento para aclarar estos conceptos.

15.9.12. COMENTARIO

ETESA solicita la corrección de la redacción del equipamiento típico de conexión CXL230.

ANÁLISIS

Se ha considerado el mismo en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.9.13. COMENTARIO

BLM propone que se desarrolle en detalle el tema del sobredimensionamiento identificando las causas y que en ningún caso se debe transferir a los cargos por uso un sobredimensionamiento de los equipos de conexión.

ANÁLISIS

El ERSP no considera pertinente el comentario de BLM, ya que en la definición que se ha introducido en la versión final del Reglamento se indica el alcance del sobredimensionamiento.

15.9.14. COMENTARIO

ETESA indica que en el punto en que el Reglamento se refiere a la construcción para cada año tarifario del modelo de la red de transmisión, se debe aclarar en qué momento y bajo qué ponderación se van a sumar tres estados diferentes durante un mismo año, cuando ingrese equipamiento durante un año.

ANÁLISIS

Se considera pertinente el comentario de ETESA por lo que se ha aclarado en el desarrollo del paso 1, que trata sobre la metodología de cálculo de los cargos por uso del SPT, al eliminar la referencia a la consideración de varios modelos de la red de transmisión, y estableciendo en el paso 2 de dicha metodología que se debe considerar la topología que tenga mayor duración o que predomine en el año.

15.9.15. COMENTARIO

BLM solicita que se explique el criterio utilizado para seleccionar al nodo Panamá 115 V como nodo de referencia.

Fortuna indica que en la metodología se emplean supuestos arbitrarios que distorsionan el principio de uso.

ANÁLISIS

En respuesta a los comentarios de BLM y Fortuna, el ERSP considera importante aclarar que la metodología para el cálculo de los cargos por uso tiene tres componentes:

- a. Un primer componente de proporciones fijas, que recupera los costos del equipamiento inicial, en donde los cargos zonales resultan proporcionales a los cargos por uso abonados por los agentes del mercado a junio de 2001, en

donde la proporción de los cargos por uso a pagar entre generación y demanda eran 50/50.

- b. Un segundo componente que recupera los costos de los refuerzos del sistema, que se basa en la metodología de uso intensivo, en donde se selecciona como nodo de referencia el nodo de Panamá 115 kV. Esta metodología busca reflejar el uso que cada agente hace del SPT.
- c. Un tercer componente que estabiliza la proporción a pagar entre generación y demanda en 70/30.
- d. La selección de un nodo de referencia de Panamá 115 kV está sólo relacionado al segundo componente; dicho nodo se seleccionó ya que el mismo es representativo del centro de gravedad del Sistema, ya que pertenece a la zona del país donde se concentra la mayor demanda. La selección que se hace del nodo de referencia para la metodología de uso intensivo, debe ser consistente con el centro de gravedad de la demanda del mercado, porque así aquellos que quieran llevar energía al nodo mercado pagan la transmisión por los costos asociados a dicha transacción, similar explicación vale para la compra de energía en el nodo mercado y la energía demandada en otro nodo del sistema.

Por otra parte, dadas las características de demanda y generación de Panamá, y al hecho de que este Reglamento busca dar una señal de estabilidad en los cargos relacionados al equipamiento inicial que se pagaban a junio de 2001, el nodo de referencia no debiera modificarse a futuro, por lo que no es necesario definir un procedimiento explícito para su determinación.

15.9.16. COMENTARIO

ETESA solicita que se aclare si para la realización de flujos de potencia de escenarios típicos de generación y demanda, en donde se consideran hasta tres escenarios típicos para cada año tarifario, se les asigna a los mismos una probabilidad de ocurrencia de 1/3 a cada uno.

ANÁLISIS

En el Reglamento se establece que cada escenario tendrá probabilidad de ocurrencia representativa.

15.9.17. COMENTARIO

ETESA señala que la zona 10 no se consideraba anteriormente y si los cargos por uso serían abonados por quien se conecte en esta zona.

AES no comparte la existencia de tarifas negativas en los cargos de transmisión, ya que considera que estas no son correctas desde el punto de vista de que algunos agentes subsidien los cargos de transmisión de otros agentes, y que esto representa el establecimiento de una política energética a través de la tarifa de transmisión.

ANÁLISIS

Los costos de transmisión asociados a la zona 10 serán reconocidos, dado que cuando se establezcan los cargos por zona, dicha zona tendrá un cargo asociado. Se debe evitar asociar esto con lo establecido en el paso 6. El cargo final tendrá el componente de equipamiento inicial y el componente de refuerzo del sistema, lo que indica que cuando se interconecte la zona 10 esto se hará a través de un refuerzo del sistema, lo cual originaría que el cargo de la zona 10 sea distinto de

cero. Se han hecho modificaciones en el Reglamento para aclarar el alcance de la tabla presentada en el paso 6.

En respuesta al comentario de AES, el ERSP considera que en un sistema lineal la asignación de cargos negativos es representativa de los costos que cada uno tiene por transportar o evitar costos de transmisión. Una asignación marginal es en este caso representativa de una asignación justa de estos cargos.

15.9.18. COMENTARIO

AES indica que para la distribución de los cargos, el estampillar los cargos para que estos queden 70/30 entre generación y demanda no es correcto. Señala que en todo mercado, y el eléctrico no escapa a esto, todos los costos son cubiertos por el usuario final.

Fortuna señala que se está pagando de más porque no se ha mantenido la distribución de cargos a pagar entre generación y distribución en 50/50, como era en el principio.

BLM indica que la tarifa en los últimos tres años sufrió una variación de 50/50 a 70 /30 en los cargos que pagan la generación y la demanda, y que se esperaba que volviera al 50/50 a medida que la demanda creciera, pero la realidad actual demuestra que se está manteniendo una situación anómala al congelar la distribución de cargos en 70/30.

ANÁLISIS

En respuesta a los comentarios de AES, Fortuna y BLM el ERSP indica, que el procedimiento de cálculo de las tarifas de transmisión se aplica a todas las redes ya sean existentes o futuras (que se estima que entrarán en operación en el periodo tarifario) del SPT.

La asignación de cargos entre la generación y transmisión como resultado de la metodología aplicada para el cálculo de los cargos por uso y que fue explicada en el comentario anterior, contiene sin cambios la componente de los cargos que recupera el costo del equipamiento inicial respecto del valor histórico. Esto produce que generadores y demandas participen por igual en los costos de dicha red, preservando así la señal económica con las que se hicieron inversiones. Mientras que la componente de los cargos que recuperan los refuerzos del sistema se determina aplicando el concepto de uso antes mencionado. Se destaca que la proporción 70/30 establecida es muy similar a la que actualmente se está pagando como resultado de la aplicación del Régimen Tarifario vigente, por lo que no se esta introduciendo ningún cambio en este aspecto.

En consecuencia la asignación de cargos entre generación y demanda, responde a las necesidades de uso que cada uno hace del Sistema de Transmisión y los límites establecidos son representativos del actual requerimiento del sistema por cada agente.

15.9.19. COMENTARIO

ETESA indica que se han visto afectadas las zonas tarifarias 2 y 4, por lo que solicitan un planteamiento gráfico detallado.

ANÁLISIS

El ERSP considera que las zonas están bien detalladas en el Reglamento, y no se amerita representar gráficamente las zonas 2 y 4.

15.10. COMENTARIOS AL TITULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES

15.10.1. COMENTARIO

ETESA solicita mejorar la redacción del artículo referido al ingreso a percibir cuando un agente acceda a las instalaciones de un agente de mercado que forman parte de la red de transmisión.

ANÁLISIS

Se ha considerado este comentario en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.10.2. COMENTARIO

ETESA solicita que cuando se habla de la capacidad económicamente adaptada en el cálculo por uso de redes, se debe considerar el aspecto técnico.

BLM solicita que se reconozca como equipamiento inicial las instalaciones de los agentes distintos de ETESA existentes al 30 de junio de 2001. Solicitan además, que se establezca que si no hay ninguna diferencia en las redes de un agente que brinda el servicio tarifario de transmisión entre un período tarifario y otro, se aplique la distribución porcentual de cargos y costos del período tarifario anterior.

ANÁLISIS

El ERSP considera pertinente el comentario de ETESA y se ha considerado el mismo en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

Respecto al comentario de BLM el ERSP considera que las instalaciones de otros agentes distintos de ETESA no pueden formar parte del equipamiento inicial, debido a que esta clasificación es sólo para equipamientos de ETESA, el objetivo del mismo es darle carácter permanente en la forma de distribución del pago de los cargos entre demanda y generación del equipamiento inicial en proporción 50/50. No obstante, se entiende el planteamiento de BLM, en torno a la complejidad que puede tener el cálculo del cargo por uso de redes para cada período tarifario. Por lo que se establece en el Reglamento de Transmisión, que dicho cálculo se podrá simplificar tanto como sea necesario, en función de las características del usuario y de la red de transmisión involucrada respetando los conceptos de la metodología aplicada a la Empresa de Transmisión Eléctrica.

15.11. COMENTARIOS AL TITULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACION INTEGRADA

15.11.1. COMENTARIO

ETESA señala que la actividad del CND no incluye rentabilidad, y que la disminución de ingresos no ayudaría a corregir prácticas deficientes. Por lo que solicita la eliminación del factor de ponderación que calificará el desempeño en los procesos que realiza el CND, para efecto de reducción de ingresos.

ANÁLISIS

El factor de ponderación tiene como objetivo asegurar que los ingresos percibidos por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., por el servicio de operación integrada realizado por CND, sean consistentes con las actividades que este último desarrolla.

15.11.2. COMENTARIO

ETESA propone que se deje establecido que las auditorías que se realicen al CND deben incluir las recomendaciones pertinentes para mejorar su gestión. Por otro lado se observa que estas auditorías están relacionadas con indicadores de gestión exigibles al CND y establecidos en las Resoluciones JD-3517 de 25 de septiembre de 2002; JD-4233 de 26 de septiembre de 2003 y JD-4426 de 22 de diciembre de 2003, y que de mantenerse la auditoría anual que exige el Reglamento de Transmisión se debería dejar sin efecto las resoluciones antes mencionadas. Consideran también que los costos en que se incurre para la realización de la auditoría deben ser incluidos en los cálculos asociados al Servicio de Operación Integrada.

ELEKTRA solicita que se faculte a todos los agentes para auditar al CND, debido a que la administración de la operación integrada no sólo afecta a la empresa de transmisión.

ANÁLISIS

Respecto al comentario de ETESA, el ERSP indica que los costos de las auditorías anuales serán incluidos dentro de los ingresos permitidos correspondientes. Por otro lado, el ERSP considera que los indicadores de gestión establecidos en las Resoluciones JD-3517 de 25 de septiembre de 2002; JD-4233 de 26 de septiembre de 2003; y JD-4426 de 22 de diciembre de 2003; desempeñan un papel diferente a lo que se busca con las auditorías anuales al CND. Ya que estos indicadores de gestión, tienen que ver con la verificación de los resultados operativos específicos del CND buscando controlar que los mismos estén dentro de límites aceptables. Por su parte las auditorías, tienen que ver con la evaluación del grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND, con el objeto de determinar si los mismos son cónsonos con el ingreso que reciben. Respecto de la capacidad de adicionar recomendaciones para la eficiencia, esto se encuentra dentro de las atribuciones propias de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Con respecto al comentario de ELEKTRA, la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, no autoriza a ningún agente a auditar directamente al CND. No obstante, los agentes a través del Comité Operativo pueden solicitar a su costo la realización de auditorías al CND cuando así lo estimen conveniente.

15.12. COMENTARIOS AL TITULO XII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

No se emitieron comentarios relacionados a este título.

15.13. COMENTARIOS AL TITULO XIII: SEPARACION DE ACTIVIDADES

15.13.1. COMENTARIO

ETESA solicita aclarar en más detalle o que se elimine lo referente a que la persona responsable del CND no podrá participar en otras actividades de ETESA que no sean las del CND ni directa ni indirectamente.

ANÁLISIS

El ERSP considera que debido a la función que realiza el CND, la persona responsable del mismo debe ser independiente, para lo cual es imprescindible

que la misma no participe de otras actividades que no sean las atribuibles a sus funciones en el CND. En tal sentido se hace una aclaración en la versión final del Reglamento de Transmisión.

15.14. COMENTARIOS AL TITULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACION Y COBRANZA

15.14.1. COMENTARIO

ETESA indica que se necesita una adecuación del sistema de liquidación y cobranza a la realidad y prácticas del mercado como el balance de cuentas.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.14.2. COMENTARIO

ELEKTRA indica que lo que se refiere a Liquidación y Cobranza no debe incluirse en el Reglamento de Transmisión y el mismo debe formar parte de las Reglas Comerciales.

ANÁLISIS

Los temas tratados bajo el título de “Sistema de Liquidación y Cobranza” están estrictamente relacionados con la reglamentación del transporte y no está referido al mercado mayorista de electricidad.

15.14.3. COMENTARIO

EDEMET solicita que se aclare en el Reglamento lo referente a que los pagos que se deben realizar de acuerdo a los valores indicados en la factura, deben corresponder con facturas normales de los cargos de transmisión y no montos fuera de contexto o impagables.

ANÁLISIS

El ERSP considera pertinente el comentario de EDEMET, y se ha realizado una aclaración en el texto final del Reglamento de Transmisión.

15.14.4. COMENTARIO

ETESA solicita se incluyan metodologías para notas de crédito y plazos de respuesta del ERSP ante reclamos sometidos a consideración del ERSP.

ANÁLISIS

El ERSP considera que no es materia de este Reglamento establecer metodologías para notas de crédito. Con respecto a los plazos que el ERSP tendría para responder dichos reclamos, se considera que esto es pertinente y se ha incluido el mismo en la versión final del Reglamento de Transmisión.

15.14.5. COMENTARIO

ETESA indica que el término “refacturación” no se debería utilizar, ya que se entendería al mismo como la elaboración de otra factura en sustitución de la anterior.

ANÁLISIS

El comentario de ETESA se ha considerado en la redacción final del Reglamento de Transmisión.

15.14.6. COMENTARIO

ETESA propone establecer un Banco Liquidador para todas las transacciones del Mercado Eléctrico Panameño, incluyendo las transacciones de transmisión.

BLM considera que el depósito de garantía por incumplimientos de pago que deben integrar todos los participantes, debe estar incluido en el contrato de acceso.

ANÁLISIS

El banco liquidador se está desarrollando para todas las transacciones del mercado mayorista de electricidad y surge de acuerdo a lo establecido en la Reglas Comerciales, y en dichas Reglas no se consideran las transacciones asociados a pagos de transmisión. Por lo tanto no se puede aceptar la propuesta de ETESA.

El ERSP considera pertinente el comentario de BLM, y se ha modificado consecuentemente esto en el Reglamento.

15.14.7. COMENTARIO

ETESA indica que se deben estipular los rangos o límites por mora o falta de pago asociados a las medidas de sanción, y que se estipule un período de respuesta a estos reclamos por parte del ERSP.

ANÁLISIS

La solicitud de ETESA de estipular rangos o límites por mora o falta de pago, no es materia del Reglamento de Transmisión. La Ley 6 de 3 de febrero de 1997 contempla las sanciones para los agentes que no cumplan la normativa eléctrica.

15.14.8. COMENTARIO

ETESA indica que las tasas de intereses por mora, deben formularse de forma tal que consideren los costos de oportunidad para ETESA asociados al financiamiento indirecto de deudas. Donde las mismas deben enviar las señales adecuadas para incentivar el cumplimiento del pago de las deudas.

ANÁLISIS

El ERSP considera que lo establecido en el Reglamento de Transmisión sobre los intereses por mora es suficiente. Adicionalmente, se considera necesario establecer un límite superior a la tasa de interés que se puede aplicar a los recargos por mora, lo cual se ha incluido en la versión final del Reglamento de Transmisión.

15.14.9. COMENTARIO

ETESA propone que en el artículo que tiene que ver con las garantías de cumplimiento o contractual entre las partes de un contrato de acceso, para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones, se elimine lo referente a que no incluye las conexiones existentes a abril de 2002.

ANÁLISIS

Esta disposición, no puede aplicarse retroactivamente (extenderse a conexiones existentes antes de abril de 2002), debido a que la misma hace referencia a incumplimiento de obligaciones para la construcción de obras de conexión. No obstante, se aclara en la redacción final del Reglamento de Transmisión que esto es aplicable a nuevas instalaciones de conexión y se ha pasado este punto al Título IV “Acceso a la Capacidad de Transmisión.”.

16. Que luego de analizar los comentarios presentados y expuestos por los participantes en la Audiencia Pública celebrada los días 2 y 3 de diciembre de 2004, el ERSP, ha considerado necesario modificar el proyecto del Reglamento de Transmisión, incorporando algunas observaciones presentadas por dichos participantes;
17. Que es necesario actualizar el listado de equipamiento inicial considerando sólo activos existentes de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. al 30 de junio de 2001 y la nomenclatura actual de los equipamientos de líneas y subestaciones;
18. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece la revisión de las fórmulas tarifarias cada cuatro años lo que involucra la revisión de la clasificación de los activos de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. como activos de conexión o activos del Sistema Principal de Transmisión;
19. Que es necesario que todas las conexiones existente tengan contratos de acceso firmados, por lo que se le indica a todos los agentes que suscriban sus respectivos contratos de acceso;
20. Que la fecha de aprobación del Reglamento de Transmisión afecta la aplicación de lo dispuestos sobre los plazos y procedimientos de consultas para la presentación de la actualización del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de 2005, por lo que se exceptúa a ETESA de cumplir con los plazos y procedimientos de consulta en la actualización del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de 2005;
21. Que las obras del Sistema Principal de Transmisión aprobadas en el Plan de Expansión vigente y las actualizaciones de las mismas deben ser consideradas en el cálculo del cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión;
22. Que el numeral 25 del artículo 20 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, atribuye al ERSP realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Reglamento de Transmisión para el Servicio Público de Transmisión de Electricidad el cual está contenido en el Anexo A de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: APROBAR el Listado de Equipamiento Inicial para el Servicio Público de Transmisión de Electricidad el cual está contenido en el Anexo B de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

TERCERO APROBAR el Listado de Equipamiento de Conexión y Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión para el Servicio Público de Transmisión de Electricidad los cuales estarán contenidos en el Anexo C de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma y el cual tendrá una vigencia del 1 de julio de 2005 al 30 de junio de 2009.

CUARTO: ORDENAR a todos los agentes con conexiones existentes a la fecha de promulgación de esta Resolución y que no hayan suscrito contratos de acceso al

sistema de transmisión, que deben suscribir dichos contratos en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendario contados a partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Transmisión aprobado en el Anexo A de la presente Resolución. Estos contratos de acceso al sistema de transmisión deben contener como mínimo los requisitos generales establecidos en dicho Reglamento de Transmisión para los contratos de acceso. De no existir acuerdo entre las partes para suscribir los contratos de acceso en el plazo establecido, una o ambas partes podrán recurrir al Ente Regulador según lo establecido en el presente Reglamento de Transmisión.

QUINTO: INDICAR que la aplicación de lo dispuesto para la presentación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional en lo que se refiere a los plazos y los procedimientos de consulta empezarán a regir para la presentación del Plan de Expansión de 2006.

SEXTO: INDICAR que para efectos tarifarios las obras del Sistema Principal de Transmisión aprobadas en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional vigente a la fecha de emisión de esta Resolución y su actualización, forman parte del Sistema Principal de Transmisión, y para efectos del cálculo de los cargos por uso, dichas obras forman parte del subsistema denominado en el Reglamento de Transmisión como “*Refuerzos del Sistema*”.

SEPTIMO: DEROGAR las Resoluciones Nos. JD-920 de 24 de julio de 1998, JD-1541 de 3 de septiembre de 1999, JD-2787 de 31 de mayo de 2001, JD-3308 de 9 de mayo de 2002, JD-3274 de 2 de abril de 2003 y JD-3411 de 8 de julio de 2002 y cualquiera otra disposición contraria al Reglamento aprobado en la presente Resolución.

OCTAVO: Esta Resolución regirá a partir de su promulgación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley 24 de 1999 y por la Ley 15 de 7 de febrero de 2001; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y demás disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,

CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
Director

NILSON A. ESPINO
Director

JOSÉ GALÁN PONCE
Director Presidente