

REPÚBLICA DE PANAMÁ
ASAMBLEA LEGISLATIVA
LEGISPAN
LEGISLACIÓN DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

Tipo de Norma: RESOLUCION

Número: 5216

Referencia: JD-5216

Año: 2005

Fecha(dd-mm-aaaa): 14-04-2005

Título: POR LA CUAL SE APRUEBA EL REGLAMENTO DE TRANSMISION.

Dictada por: ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

Gaceta Oficial: 25282

Publicada el: 20-04-2005

Rama del Derecho: DER. ADMINISTRATIVO

Palabras Claves: Energía eléctrica, Represas

Páginas: 145

Tamaño en Mb: 13.155

Rollo: 541

Posición: 2134

GACETA OFICIAL

AÑO CI

PANAMA, R. DE PANAMA MIÉRCOLES 20 DE ABRIL DE 2005

Nº 25,282

CONTENIDO

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº JD-5216

(De 14 de abril de 2005)

"POR LA CUAL SE APRUEBA EL REGLAMENTO DE TRANSMISION"..... PAG. 1

MINISTERIO DE GOBIERNO Y JUSTICIA

RESOLUCION EJECUTIVA Nº 27

(De 18 de abril de 2005)

"POR LA CUAL SE INSTRUYE A LA PROCURADORA GENERAL DE LA NACION PARA QUE EN NOMBRE Y REPRESENTACION DEL ESTADO INSTAURE DEMANDA ORDINARIA DE MAYOR CUANTIA CONTRA AMERICAN ASSURANCE CORP. Y FADELAG, S.A."... PAG. 147

AVISOS Y EDICTOS..... PAG. 148

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº JD-5216

(De 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;

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

Fundada por el Decreto N° 10 de 11 de noviembre de 1903

MGTER. OTTO ARLES ACOSTA M.
DIRECTOR GENERAL

LICDA. YEXENIA RUIZ
SUBDIRECTORA

OFICINA

Calle Quinta Este, Edificio Casa Alianza, entrada lateral
primer piso puerta 205, San Felipe Ciudad de Panamá,
Teléfono: 227-9833 - Fax: 227-9830

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

**LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS
PUBLICACIONES**

PRECIO: B/.4.80

IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES

Mínimo 6 Meses en la República: B/.18.00

Un año en la república: B/.36.00

En el exterior 6 meses: B/.18.00, más porte aéreo

Un año en el exterior, B/.36.00, más porte aéreo

Todo pago adelantado.

Impreso en los talleres de Instaprint, S.A.

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

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

OS SE SERVICIOS PUBLICOS
DEMET 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 ERSF 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 desarrolló 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.

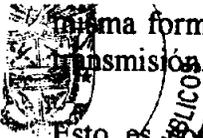
Debe indicarse también, que para el cálculo de la tasa de rentabilidad antes de impuesto sobre la renta, la metodología sigue los preceptos establecidos en la Ley, ya que se utiliza como base el activo fijo neto invertido a costo original, siempre verificando que haya razonabilidad y eficiencia en dichas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

EDEMETS 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 EDEMETS 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 TÍTULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

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.

ETESA 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.

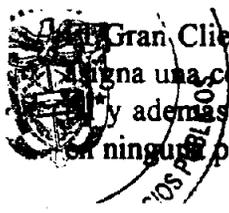
ANÁLISIS

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

 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.

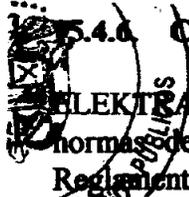
En lo relativo a la extensión de los plazos para informar de la solicitud de conexión, estos deben ser consistentes con los requerimientos de los usuarios. El plazo establecido en la propuesta de Reglamento, es usual en otras regulaciones vigentes, por lo que no se considera dicha solicitud.

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**

ETEKTRA 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.

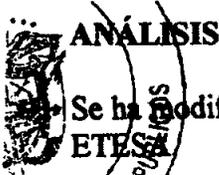
ANÁLISIS

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.



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 TÍTULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

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.

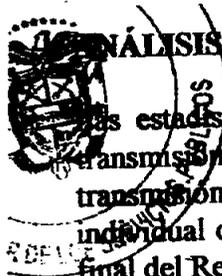
Por otra parte, la búsqueda de la eficiencia en las inversiones implica la transparencia en los costos requeridos por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Los costos y su desglose son iguales en cuanto a precisión a los establecidos en la regulación de Perú, Colombia, Chile y otros países. La Empresa 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".



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.

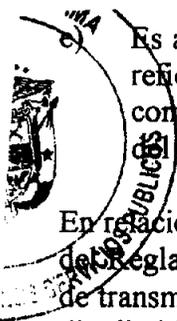
ELEKTRA señala que no existe ningún lineamiento metodológico que indique que el plan de expansión de transmisión deberá considerar las ampliaciones asociadas a los proyectos propuestos por los agentes distribuidores.

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 justifiquen 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.



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

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.

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.



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.



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.



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./MVA_h 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 28 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 periodos 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

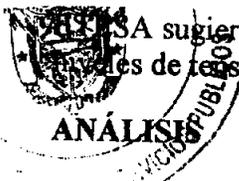
ETESA propone que se modifique la redacción para aclarar el punto donde se establece la metodología de cálculo de la reducción tarifaria a los prestadores del servicio público de transmisión, debido a niveles de confiabilidad fuera de los límites establecidos.

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.



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

está 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

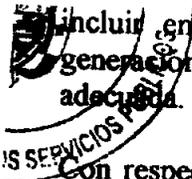
ETESA manifiesta que cuando se mencionan las violaciones a los rangos de factor de potencia, no se especifica si esto se verifica en tiempo real o se hace a posteriori, y no se dice qué metodología se utilizará.

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

Se trata de un tema relacionado con el mercado mayorista de electricidad que no se contempla 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

considera que no se amerita una modificación en este sentido. No 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

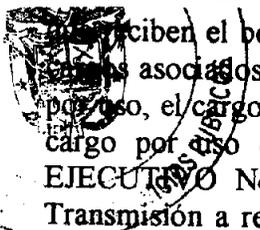
ETESA objeta que se deba poner a disposición de los agentes los modelos de cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos y de los cargos por uso, ya que al disponer de tales modelos los agentes pueden cuestionar los datos utilizados y el origen de los mismos, situación que ya se ha dado. ETESA, a su vez, 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,



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

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 sí 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 plantas 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 TÍTULO 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 y pérdidas 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,

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 está 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 está 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 costos de pagar. Por lo tanto, el ERSP considera pertinente el comentario de ETESA, el cual 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.

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 periodos 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

Considerado el mismo en la redacción final del Reglamento de conexión.

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.

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 quieren 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

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 aciarar 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

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 está 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 TÍTULO 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. COMENTARIO
DE LOS SERVICIOS

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 TÍTULO 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

recomendadas. 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 TÍTULO XII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

No se emitieron comentarios relacionados a este título.

15.13. COMENTARIOS AL TÍTULO XIII: SEPARACION DE ACTIVIDADES

15.13.1. COMENTARIO

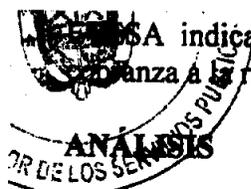
ETESA solicita aclarar en más detalle o que se elimine lo referente a que la persona responsable del CND no podrá participar en otras actividades de ETESA que no sean las del CND ni directa ni indirectamente.

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 TÍTULO 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.

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.

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



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 periodo 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 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;

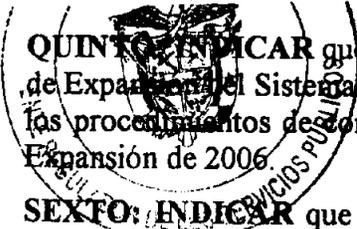
RESUELVE:

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*".

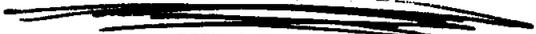
SEPTIMO: DEROGAR las Resoluciones Nos. JD-920 de 24 de julio de 1998, JD-1541 de 3 de septiembre de 1999, JD-2787 de 31 de mayo de 2001, JD-3308 de 9 de mayo de 2002, JD-3274 de 2 de abril de 2003 y JD-3411 de 8 de julio de 2002 y cualquiera otra disposición contraria al Reglamento aprobado en la presente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

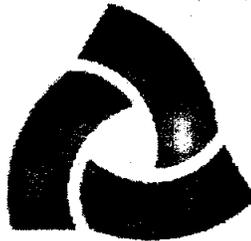
PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,


CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
Director


NILSON A. ESPINO
Director


JOSE GALÁN PONCE
Director Presidente

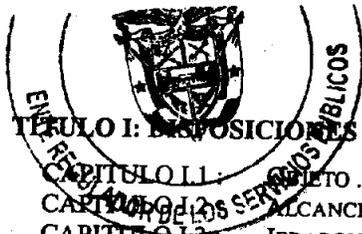
ANEXO A



**ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS
PUBLICOS**

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

ABRIL DE 2005



INDICE

TITULO I: DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I.1: OBJETO

CAPITULO I.2: ALCANCE

CAPITULO I.3: JERARQUÍA DEL REGLAMENTO

CAPITULO I.4: ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

CAPITULO I.5: INTERPRETACIÓN Y MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO

TITULO II: GENERALIDADES

TITULO III: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y DE LOS USUARIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN

CAPITULO III.1: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN 13

CAPITULO III.2: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IV.1: CRITERIOS GENERALES DE ACCESO

CAPITULO IV.2: EL PROCEDIMIENTO DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IV.2.1: *Solicitud de acceso*

SECCIÓN IV.2.2: *Evaluación de la Solicitud*

SECCIÓN IV.2.3: *Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión o Ampliación*

SECCIÓN IV.2.4: *Contratos de Acceso*

CAPITULO IV.3: DESCONEXIÓN DEL USUARIO

TITULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO V.1: CRITERIOS GENERALES

CAPITULO V.2: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN V.2.1: *Alcance y Estructura*

SECCIÓN V.2.2: *Metodologías de desarrollo del Plan de EXPANSIÓN de transmisión*

SECCIÓN V.2.3: *Responsabilidades y Procedimientos*

CAPITULO V.3: EXPANSIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN V.3.1: *Modalidades de Expansión*

SECCIÓN V.3.2: *Ampliaciones del sistema principal de transmisión*

TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN VI.1.1: *Criterio de Seguridad*

SECCIÓN VI.1.2: *Criterios de Control de Tensión y Reactivo*

SECCIÓN VI.1.3: *CRITERIO de Confiabilidad*

TITULO VII: NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO VII.1: PARÁMETROS TÉCNICOS

SECCIÓN VII.1.1: *CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN*

SECCIÓN VII.1.2: *Niveles de TENSIÓN y reactivo*

SECCIÓN VII.1.3: *Perturbaciones Eléctricas*

SECCIÓN VII.1.4: *INFORMACIÓN REQUERIDA DE LOS que prestan el Servicio Público de Transmisión y los Agentes* 42

CAPITULO VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO. 43

SECCIÓN VII.2.1: *Control de Reactivo*

SECCIÓN VII.2.2: *Perturbaciones Eléctricas*

CAPITULO VII: PENALIZACIONES, RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO	
SECCION VII.3.1:	<i>Penalizaciones a los prestadores del Servicio de Transmisión por Desviaciones en la Confiabilidad</i> 47
SECCION VII.3.2:	RECARGOS Y RETRIBUCIONES por DESVIACIONES EN LOS niveles de TENSION
SECCION VII.3.3:	<i>Recargos y RETRIBUCIONES por Desviaciones en el FACTOR de Potencia</i>
SECCION VII.3.4:	<i>aplicación de los Recargos y retribuciones por niveles de tensión y factores de potencia a los agentes del mercado</i>
SECCION VII.3.5:	<i>Perturbaciones Eléctricas</i>
CAPITULO VII.4: SUMINISTRO DE INFORMACIÓN	
SECCION VII.4.1:	<i>Suministro de Información al Ente Regulador</i>
SECCION VII.4.2:	<i>Información de los Índices de CALIDAD DE SERVICIO</i>
SECCION VII.4.3:	INFORMACIÓN DEL EFECTO DE PARPADEO Y DE LAS ARMÓNICAS
TITULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN	
CAPITULO VIII.1: ASPECTOS GENERALES	
CAPITULO VIII.2: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	
CAPITULO VIII.3: RED DE TRANSMISIÓN ELECTRICA. EQUIPAMIENTO DE LOS USUARIOS...	
TITULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	
CAPITULO IX.1: DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES	
SECCION IX.1.1:	<i>COSTOS Eficientes de ADMINISTRACIÓN operación y mantenimiento</i>
SECCION IX.1.2:	<i>COSTOS Eficientes de los activos del Sistema PRINCIPAL o de los activos de CONEXIÓN no ejecutados por acuerdo entre partes</i>
CAPITULO IX.2: INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN	
SECCION IX.2.1:	<i>Ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión</i>
SECCION IX.2.2:	<i>Ingreso permitido para cubrir los costos de Conexión al sistema de transmisión</i>
CAPITULO IX.3: CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	
SECCION IX.3.1:	<i>Criterios generales para el diseño de los cargos por el servicio de Transmisión</i>
SECCION IX.3.2:	<i>Actualización de los Cargos</i>
SECCION IX.3.3:	<i>Cargos por Conexión</i>
SECCION IX.3.4:	<i>Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión</i>
CAPITULO IX.4: ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 79	
TITULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES	
CAPITULO X.1: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO POR USO DE REDES	
CAPITULO X.2: CARGO POR USO DE REDES	
TITULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	
CAPITULO XI.1: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	
CAPITULO XI.2: CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	
CAPITULO XI.3: AUDITORÍAS DEL CND	
TITULO XII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN	
TITULO XIII: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES	
CAPITULO XIII.1: SEPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ACTIVIDADES DE ETESA	
CAPITULO XIII.2: SEPARACIÓN DEL CND	
TITULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA	



REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I: OBJETO

Art.1 El objeto general del Reglamento de Transmisión es regular el servicio de transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones de los participantes, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables.

Art.2 Los objetivos específicos del presente Reglamento son:

- a) Establecer las instalaciones que conforman la Red de Transmisión y el Sistema de Transmisión, así como definir los criterios para clasificar las instalaciones del sistema de transmisión como parte del Sistema Principal de Transmisión o de Conexión y su clasificación para efecto del cálculo de los cargos por uso como Equipamiento Inicial o Refuerzo del Sistema.
- b) Establecer los derechos y obligaciones del CND, del Transportista o el propietario de instalaciones de la Red de Transmisión y de un agente que sea usuario directo o indirecto del Sistema de Transmisión, clarificando los límites de responsabilidades entre el CND y el Transportista o los propietarios de las instalaciones de la Red de Transmisión, y entre el Transportista y los usuarios de su red.
- c) Establecer los procedimientos y requerimientos a cumplir por un agente (o un nuevo agente) para conectar nuevo equipamiento a la red, así como los procedimientos y criterios para garantizar el libre acceso.
- d) Establecer los parámetros técnicos para cumplir con las normas de calidad de servicio, incluyendo las obligaciones de los usuarios, las compensaciones y recargos por desviaciones en la calidad de servicio y el suministro de información técnica de cada uno de los agentes.
- e) Establecer los procedimientos para la expansión del Sistema Interconectado Nacional, para la ejecución del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión y para el cálculo tarifario, así como también establecer los mecanismos de aprobación de las expansiones y las responsabilidades de las instituciones y su relación con la planificación regional, modalidades de la expansión de las obras y el tratamiento de las expansiones construidas por los usuarios y de puesta en servicio comercial.
- f) Establecer los criterios y fórmulas para el cálculo de las tarifas de Transmisión a ser aplicado por la Empresa de Transmisión o las Empresas propietarias de instalaciones que forman parte de la Red de Transmisión, las que permitirán determinar el ingreso máximo permitido de las empresas y las tarifas que deberán pagar los usuarios de la red de Transmisión.

Establecer los criterios y fórmulas para el cálculo del ingreso máximo permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación integrada y los cargos que deberán pagar los Participantes del Mercado Mayorista.



- h) Establecer los criterios y premisas para la separación de las diferentes actividades de la Empresa de Transmisión.
- i) Establecer los mecanismos para el funcionamiento del sistema de liquidación y cobranza de las distintas transacciones asociadas al servicio de transmisión.

CAPÍTULO I.2 : ALCANCE

Art.3 El presente Reglamento será de aplicación para el Servicio de Transmisión prestado en Panamá. Asimismo, regula el servicio de Transmisión y a las actividades conexas de las siguientes partes:

- a) Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP).
- b) Centro Nacional de Despacho (CND).
- c) Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).
- d) Generadores conectados o que desean conectarse a la Red de Transmisión.
- e) Distribuidores, conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.
- f) Grandes Clientes conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.

Art.4 Los Distribuidores representan a todos 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. Los Cargos de Transmisión de los Distribuidores serán determinados con la demanda total retirada por el distribuidor en los puntos de interconexión, incluida la de los Grandes Clientes conectados a su red de distribución, estableciéndose en las normas de distribución la metodología que deberán emplear los distribuidores para la transferencia de esos cargos a los Grandes Clientes. En consecuencia respecto a los Cargos por el Servicio de Transmisión estos usuarios no son discriminados respecto de los correspondientes al distribuidor.

CAPÍTULO I.3 : JERARQUÍA DEL REGLAMENTO

Art.5 La interpretación de este reglamento estará sujeta a las siguientes normas de orden superior:

- a) Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco.
- b) Decreto Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998, por el cual se modifican algunos artículos de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.
- c) Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, en adelante Reglamento de la Ley.

Para todas aquellas actividades asociadas al Servicio de Transmisión este Reglamento tendrá prioridad con respecto a cualquier otra Norma aprobada por el ERSP respecto a otro objeto.

CAPITULO I.4 : ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Art.6 Adicionalmente a las definiciones que establece el marco legal del sector eléctrico, a los efectos del presente reglamento se entenderá por:

Acceso libre: Régimen bajo el cual 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, únicamente, de las normas de operación que rijan tal servicio y el pago de las retribuciones económicas que correspondan.

Adecuación: Capacidad de un sistema eléctrico para satisfacer en todo tiempo y lugar la demanda eléctrica de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes y teniendo en cuenta salidas esperadas de servicio, programadas y no programadas, de componentes del sistema.

Agentes del mercado: Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones internacionales.

Ampliaciones: Todo equipamiento o instalación que se adiciona al Sistema de Transmisión.

Armónicas: Son componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal ideal de 60Hz.

Calidad de servicio: Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por:

- la calidad del producto eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la magnitud de la tensión y la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro;
- la calidad del suministro eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro;
- la calidad de servicio comercial entregado a los usuarios del sistema en su relación comercial;

Capacidad remanente del equipamiento de un usuario: Es la capacidad del equipamiento que no está comprometida en el despacho diario del sistema interconectado para satisfacer los requerimientos de tal usuario.

Capacidad Instalada: Es la capacidad de la unidad generadora. La capacidad instalada es la potencia eléctrica máxima que el conjunto (máquina motriz/generador) está en capacidad de producir en forma continua bajo condiciones normales, y por lo tanto, tiene que respetar las limitaciones que cualquiera de estos componentes impone de otro. Para autogeneradores y cogeneradores se considerará la máxima potencia que pueden inyectar en la Red de Transmisión.

Cargo por conexión: Reflejan los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando estos no son propiedad del usuario.

Cargo por uso del sistema principal de transmisión: Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión.

Cargos por uso de redes: Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso de redes que son propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión.

Cargos de Transmisión: son los cargos que corresponden por el servicio de transmisión prestado empleando el Sistema de Transmisión, que incluye el Cargo por conexión, el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión y el Cargo por el Servicio de Operación Integrada.

Centro Nacional de Despacho: Dependencia de ETESA encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

Condición extrema: Se refiere a una condición del Sistema Interconectado Nacional que esta fuera de las condiciones de estado estable de operación (definidas en el Reglamento de Operación). Es usualmente el resultado de una contingencia, sobrecarga o disturbio.

Conexión: Entre el sistema de transmisión y sus usuarios: es el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica del usuario en uno o varios puntos determinados del Sistema Principal de Transmisión.

Confiabilidad: Capacidad de un sistema para suministrar en todo instante y lugar la demanda eléctrica que los consumidores requieren con adecuados niveles de calidad respecto de las interrupciones del servicio. La confiabilidad se evalúa a través de dos aspectos de los sistemas eléctricos: adecuación y seguridad.

Contingencia Simple: Pérdida abrupta no programada de un elemento del Sistema Principal de Transmisión o una unidad de generación o la proporción de una demanda que pueda perderse abruptamente.

Contrato de Acceso: El contrato que se establecerá entre la Empresa que presta el Servicio de Transmisión y el Usuario que accede al Sistema de Transmisión donde se establecen los derechos y obligaciones de las partes en un todo de acuerdo a lo indicado en la Ley y normas complementarias.

Criterios de confiabilidad: Conjunto de principios a tener en cuenta para el planeamiento, diseño, operación y evaluación de la confiabilidad actual o futura de un sistema eléctrico.

Demanda máxima anual no coincidente: Demanda máxima diaria (potencia activa) en los puntos de conexión, pronosticada para el año siguiente de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

Efecto de Parpadeo (FLICKER): Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Equipamiento Inicial: Es el equipamiento de la Empresa de Transmisión Eléctrica y que estará sujeto a un tratamiento específico en el esquema tarifario. Este equipamiento será definido por el ERSF mediante Resolución.

Equipamiento de Conexión: Es el conjunto de líneas, equipos y aparatos que forman parte de la Conexión.

Empresa de Transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en lo que hace a su función de transmisión.

Ente Regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996.

Fórmulas tarifarias: Son las fórmulas resultantes de asignar a cada una de las variables definidas en los procedimientos tarifarios un valor resultante de una evaluación de costos calculadas bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión.

Ley: Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997.

Operación normal: Condición en la que se cumple la continuidad y calidad de servicio establecida.

Participante: Toda empresa que opera comercialmente en el Mercado Mayorista, y entrega o toma energía eléctrica del sistema.

Plan de Expansión: Plan de expansión de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental, prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad.

Prestador de Servicios Públicos de Electricidad: La persona natural o jurídica, pública o privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad.

Procedimientos tarifarios: Son los procedimientos de cálculo de tarifas definidos en el Régimen Tarifario del presente Reglamento de Transmisión

Punto de interconexión: Es el punto en el que un Generador, un Distribuidor o un Gran Cliente es conectado al Sistema Principal de Transmisión.

Red de Transmisión: La red de transmisión eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por el Distribuidor o Gran Cliente. Incluye las interconexiones internacionales, las de transmisión (sean estas propiedad de la Empresa de Transmisión o de otros agentes del mercado) y las redes de distribución utilizadas por Generadores y otros Distribuidores que participan en el mercado mayorista. De acuerdo a lo establecido en el Artículo 77 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.

Régimen Tarifario: Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio público de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.

Seguridad: Capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones repentinas, como cortocircuitos y salidas de servicio no programadas de componentes del sistema, manteniendo la integridad del mismo.

Servicio Público de Transmisión o Servicio de Transmisión: Es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio del sistema de transmisión o a través del equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional sean de conexión o del sistema principal de transmisión, pertenecientes a los Prestadores del Servicio Público de Transmisión que tienen concesiones de transmisión.

Sistema de Conexión de Transmisión: Es la parte del Sistema de Transmisión que no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

Sistema Interconectado Nacional: Es el conjunto de centrales de generación, líneas y redes de transmisión y distribución de electricidad y sus instalaciones complementarias que se encuentran interconectadas, en un solo sistema a nivel nacional, sin distinción de las personas públicas y privadas a quienes pertenezcan.

Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal: Es el equipamiento inicial, más el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado. Para efectos de esta clasificación de activos se excluyen los Usuarios Indirectos.

Sobredimensionamiento: condición que se produce cuando el tamaño del equipamiento instalado es superior al tamaño óptimo posible a seleccionar, tomando en consideración las características y restricciones de diseño, técnicas y económicas para atender los requerimientos de demanda o de generación.

Solicitud de Acceso: Solicitud escrita presentada por el interesado donde expresa su deseo de realizar la Conexión que adjunta toda la información requerida por las normas vigentes.

Transmisión: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente.

Usuario del sistema de transmisión o usuario: Son usuarios del Servicio Público de Transmisión de electricidad los generadores conectados a la red de transmisión, los distribuidores (considerados en éstos últimos la generación de sus plantas con una capacidad de más de 5 MW, sea ésta propia o de generadores, autogeneradores y cogeneradores que le vendan su producción), y aquellos grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, autogeneradores y cogeneradores que participan en el Mercado Mayorista.

Usuarios Directos: Son los usuarios que se encuentren físicamente vinculados a las instalaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Usuarios Indirectos: Son los usuarios que se encuentren eléctricamente vinculados con la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones de otros usuarios. No se considerarán usuarios indirectos para efecto del pago de los cargos de transmisión a aquellos agentes productores que tengan una potencia de su planta menor o igual a 5 MW.

Uso esporádico: Es el uso del sistema de transmisión, que realiza un agente que por realizar una transacción con agentes de otro país o por ser un agente productor o consumidor cuya producción o consumo no puede ser simulado en los modelos de programación de largo plazo, su uso no puede ser previsto en la programación de largo plazo realizada para la evaluación del pliego tarifario correspondiente.

Valor esperado de Energía No Servida: Esperanza matemática de la energía que no se podrá suministrar por déficit en la capacidad de suministro disponible. Es expresando en [MWh/año] y se calcula usando técnicas probabilísticas.

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión: Es el costo de las instalaciones destinadas al servicio de transmisión, como si previamente no hubiese ninguna

instalación existente, incluyendo los intereses durante la construcción, los derechos, los gastos y las indemnizaciones que se deben pagar para el establecimiento de las servidumbres determinado a partir de la mejor información suministrada por la Empresa de Transmisión Eléctrica y de los valores considerados en el plan de expansión del sistema de transmisión, ambos aprobados por el ERSP.

Art.7 Las siguientes abreviaturas tendrán el significado indicado:

- **CND:** Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión.
- **COPE:** Comisión de Política Energética.
- **RT:** Reglamento de Transmisión.
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional.
- **ETESA:** Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., en lo que se refiere a la actividad de Transmisión.
- **PEST:** Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

CAPÍTULO I.5: INTERPRETACIÓN Y MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO

Art.8 El ERSP deberá realizar las interpretaciones del presente Reglamento de ser necesario.

Art.9 El presente Reglamento se deberá adaptar a los cambios que surjan en el servicio de Transmisión, a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución y a los cambios tecnológicos que se produzcan.

Art.10 El presente Reglamento podrá ser modificado sobre la base de propuestas justificadas debidamente en uno o más de los siguientes motivos:

- a) Existen situaciones que afectan al Servicio de Transmisión y que no fueron previstas en el Reglamento de Transmisión vigente.
- b) La experiencia en la aplicación del Reglamento de Transmisión demuestra que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos de la Ley o de inconsistencias entre Reglamentos.
- c) En la aplicación e implementación del Reglamento de Transmisión surgen conflictos por diferencias de interpretación y es necesario dar mayor claridad o detalle para establecer la interpretación válida, por una condición imprevista o porque ha surgido como resultado del Informe de Desempeño.

Art.11 Bianualmente, a partir de la fecha de aprobación del presente Reglamento o cuando de manera extraordinaria algún hecho lo justifica el ERSP deberá realizar un Informe de Desempeño. Para tal fin, el ERSP requerirá los siguientes informes con análisis de la aplicación del presente Reglamento los cuales deben incluir las propuestas de modificación al mismo:

- a) Informe de ETESA.
- b) Informe del CND.
- c) Informes de Agentes que brindan el Servicio de Transmisión.
- d) Propuestas de los Usuarios del Sistema de Transmisión.

Art.12 El Informe de Desempeño deberá realizarse en un término no mayor de noventa días a partir de la recepción de los informes que se indican en el artículo anterior. Dicho Informe incluirá como mínimo lo siguiente:

- a) La descripción y alcance de cada interpretación realizada en el periodo.
- b) Las presentaciones respecto al desempeño del RT y propuestas de modificación.
- c) La evaluación del funcionamiento del Reglamento de Transmisión, referido al objetivo de maximizar la eficiencia operativa, la expansión eficiente y la seguridad del SIN.
- d) El ERSP deberá presentar de ser necesario, las propuestas de modificación al Reglamento de Transmisión, las cuales surgirán como resultado de la evaluación por parte del ERSP del funcionamiento del Reglamento de Transmisión y de los informes presentados, incluyendo:
 - (i) La evaluación de si existen motivos y circunstancias que justifiquen el o los ajustes propuestos o si los mismos son posibles por no afectar los derechos asignados en un contrato de concesión.
 - (ii) El análisis sobre la necesidad de ajuste y, de justificarse, su opinión sobre la(s) propuesta(s) de modificaciones.

Art.13 El ERSP someterá a la participación ciudadana las propuestas de modificación al Reglamento de Transmisión para recibir comentarios y observaciones. Para los casos específicos del Régimen Tarifario, los Procedimientos Tarifarios y las Normas de Calidad se requiere de una Audiencia Pública.

Art.14 Las modificaciones a los títulos del Reglamento de Transmisión podrán realizarse bianualmente a partir del Informe de Desempeño. Para los casos específicos de los títulos relacionados al Régimen Tarifario y los procedimientos tarifarios las modificaciones se realizarán como mínimo cada 4 años. Las fórmulas tarifarias se revisarán cada 4 años conforme a lo establecido en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997. Cuando algún hecho lo justifica podrán realizarse modificaciones extraordinarias a cualquiera de los títulos del presente Reglamento y a las fórmulas tarifarias.

TITULO II: GENERALIDADES

Art.15 De existir instalaciones que sean aprobadas por el Sistema de Planeamiento Regional, el propietario de las instalaciones correspondientes deberá cumplir con los requerimientos de conexión establecidos en el presente Reglamento y en el Reglamento de Operación.

Art.16 Cuando se apruebe el Reglamento de Transmisión Regional se deberán aprobar las modificaciones necesarias para la armonización entre ambos reglamentos de transmisión, de requerirse.

Art.17 La remuneración y compensaciones que se establezcan en el Mercado Eléctrico Regional para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos que se le asignan a ETESA o a los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión.

Art.18 Los cargos que se asignan en el Mercado Eléctrico Regional a los agentes por el Servicio de Transmisión Regional o por interconexiones con otros países serán pagados de acuerdo a las normas establecidas o que el ERSP establezca a tales efectos.

Art.19 Los derechos y obligaciones que asigna este Reglamento a los Generadores se extienden a los Cogeneradores y Autogeneradores.

Art.20 Cuando no se establezca específicamente deberá considerarse que:

- a) La expresión días se refiere a días calendarios.
- b) Año tarifario abarca el período que va del 1 de julio de un año dado al 30 de junio del año siguiente.
- c) Año calendario es el período de 12 meses que va del 1 de enero al 31 de diciembre de un año dado.

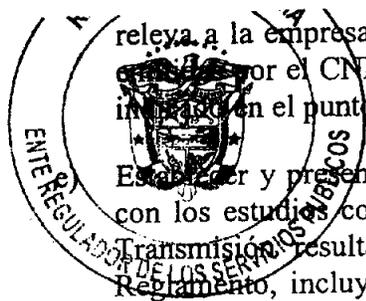
TITULO III: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y DE LOS USUARIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Art.21 Una empresa que presta el Servicio de Transmisión y los Usuarios de la Red de Transmisión tendrán los derechos y obligaciones establecidos en la presente regulación que son supletorios o aclaratorios de lo establecido en la Ley de Electricidad.

CAPITULO III.1 : DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Art.22 Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

- a) Recibir una remuneración por el uso de sus instalaciones, establecida de acuerdo al marco legal del sector eléctrico y al presente Reglamento.
- b) Solicitar al CND la desconexión de todo equipamiento, o no permitir la conexión, de sus usuarios directos o indirectos que afecte el funcionamiento y la calidad de su Servicio de Transmisión, por no cumplir los estándares técnicos de diseño u operación y afectar los compromisos que resultan de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento.
- c) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento, con derecho a presentar observaciones al plan de mantenimiento que coordine el CND, y a recibir explicaciones satisfactorias sobre la modificación a sus requerimientos, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.
- d) Presentar observaciones a los programas de operación o maniobras ordenadas por el CND y recibir una respuesta satisfactoria del CND. La presentación de observaciones no



relevar a la empresa que presta el Servicio de Transmisión de ejecutar las instrucciones por el CND, excepto en los casos que afecte su seguridad de acuerdo con lo ya indicado en el punto b.

Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.

- f) Definir conjuntamente con los usuarios los Contratos de Acceso al Sistema de Transmisión.

Art.23 Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades:

- a) Realizar las acciones necesarias para evitar el peligro a la seguridad de su equipo o personal.
- b) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el acceso abierto y no discriminatorio de usuarios a sus instalaciones a cambio de los Cargos de Transmisión que de ello surjan, en los términos del Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico y el presente Reglamento.
- c) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros usuarios.
- d) Permitir el acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe el CND y el ERSP.
- e) Presentar al CND sus necesidades de mantenimiento, participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento que este organismo convoque, y cumplir los programas de mantenimientos que el CND establezca.
- f) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en todas sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento o en el Reglamento de Operación.
- g) Determinar las instalaciones de los usuarios que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión a la Red de Transmisión y notificar al CND cuando sus instalaciones están en condiciones de ser operadas.
- h) Pagar a quién corresponda en cada caso las compensaciones que establece el presente Reglamento por incumplimientos de las Normas de Calidad de Servicio.
- i) Cumplir en la operación y en el diseño con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.



Suministrar en tiempo y forma, al CND la información requerida para el control de las ampliaciones y conexiones al Sistema de Transmisión, la planificación de la operación, la operación en tiempo real y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo la operación y administración, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

Art.24 Un Distribuidor que presta el Servicio de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

- a) Recibir una remuneración por el uso de sus instalaciones, establecida de acuerdo al marco legal del sector eléctrico y al presente Reglamento.
- b) Establecer y presentar al CND para su aprobación la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes.
- c) Definir conjuntamente con los usuarios los Contratos de Acceso a la Red de Transmisión.

Art.25 Un Distribuidor que presta el Servicio de Transmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades:

- a) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el acceso abierto y no discriminatorio de usuarios a sus instalaciones a cambio de los Cargos por Uso de Redes que de ello surjan, en los términos del Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico y el presente Reglamento.
- b) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros usuarios.
- c) Permitir el acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe el ERSP.
- d) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en todas sus instalaciones, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento o en el Reglamento de Operación.
- e) Cumplir en la operación y en el diseño con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- f) Suministrar, en tiempo y forma, al CND la información requerida para el control de las ampliaciones y conexiones al sistema de Transmisión, la planificación de la operación, su gestión en tiempo real y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo su función de operación y administración, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

CAPITULO III.7 DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Art.26 Los Usuarios del Sistema de Transmisión tendrán los siguientes derechos en su relación con las empresas que prestan el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión:

Conectarse a las instalaciones del Sistema de Transmisión en uno o más puntos respetando para ello las normas, procedimientos y las disposiciones que establecen este Reglamento y Reglamento de Operación pagando por este servicio los Cargos de Transmisión.

- b) Permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales que surjan del presente Reglamento.

- c) Definir conjuntamente con el prestador del Servicio de Transmisión Contratos de Acceso al Sistema de Transmisión.
- d) Ser informados de los programas de mantenimiento del Sistema de Transmisión que utilizan, y presentar observaciones requiriendo modificaciones cuando dichos mantenimientos afecten la seguridad de abastecimiento.
- e) Requerir las ampliaciones del Sistema de Transmisión que permiten su conexión, cumplir con las Normas de Calidad de Servicio establecido en el presente Reglamento, y la ejecución en tiempo y forma del Plan de Expansión.

Art.27 Los Usuarios del Sistema de Transmisión tendrán las siguientes obligaciones en su relación con las empresas que prestan el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión:

- a) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en sus instalaciones y las condiciones técnicas que habilitan su conexión, siguiendo lo establecido en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.
- b) Pagar en tiempo y forma los cargos que resulten por el Servicio de Transmisión, de acuerdo con lo establecido en el Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico, su Sistema Tarifario y en el presente Reglamento.
- c) Cumplir en la operación y en el diseño de equipamiento y conexión en tiempo y forma con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- d) Informar a ETESA de sus requerimientos de Ampliaciones con la debida anticipación de acuerdo con los plazos establecidos en el Título sobre la Expansión del Sistema de Transmisión.
- e) Establecer Contratos de Acceso al sistema de transmisión con el prestador del Servicio de Transmisión.

Art.28 Un Generador, Cogenerador y Autogenerador que esté conectado a la Red de Transmisión a través de las instalaciones de un Distribuidor tendrá los siguientes derechos en su relación con el distribuidor al cual se conecta que le brinda el servicio de transmisión:

- a) Acceder a las instalaciones de la Red de Distribución en uno o más puntos respetando las normas, procedimientos y las disposiciones que establecen este Reglamento pagando por este servicio los Cargos por Uso de Redes.
- b) Permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales que surjan del presente Reglamento.
- c) Definir Contratos de Acceso a la red de transmisión con el distribuidor al cual se conecte.
- d) Requerir las ampliaciones de la Red de Distribución que permiten su conexión y cumplir con las Normas de Calidad de Servicio establecido de acuerdo a las Normas aplicables a Distribución.

Art.29 Un Generador, Cogenerador y Autogenerador que esté conectado a la Red de Transmisión a través de las instalaciones de un Distribuidor tendrá las siguientes obligaciones en su relación con el distribuidor al cual se conecta que le brinda el servicio de transmisión:

- a) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en sus instalaciones y las condiciones técnicas que habilitan su conexión, siguiendo lo establecido en el presente Reglamento y las Normas de Distribución.
- b) Pagar en tiempo y forma los Cargos por Uso de Redes, de acuerdo con lo establecido en el Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico, su Sistema Tarifario y en el presente Reglamento.
- c) Cumplir en la operación y en el diseño de equipamiento y conexión en tiempo y forma con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- d) Informar al distribuidor de sus requerimientos de Ampliaciones con la debida anticipación en los términos del artículo 41 y 46 del Reglamento de la Ley.
- e) Establecer Contratos de Acceso a la red de transmisión con el distribuidor al cual se conecte.

TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IV.1 : CRITERIOS GENERALES DE ACCESO

Art.30 Las instalaciones de transmisión y distribución se regirán por un régimen de Acceso Libre no discriminado a la capacidad de transmisión previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan, según lo establecido en el Artículo 81 y 91 de la Ley.

Art.31 El Generador que solicita el acceso a la Red de Transmisión tendrá derecho a conectarse una vez cumplidos los requisitos técnicos y ambientales establecidos por la regulación. Cuando el acceso ha sido autorizado su producción estará sujeta a lo establecido en el Reglamento de Operación.

Art.32 El Generador conectado a la Red de Distribución no podrá afectar negativamente el suministro de la demanda conectada a dicha red.

Art.33 Un generador o un distribuidor que se conecte a la red de transmisión a través de las instalaciones de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al sistema de transmisión y se podrá conectar si existe capacidad remanente. El usuario tendrá los mismos derechos que el propietario de las instalaciones en lo que respecta a transmisión una vez aprobado su acceso.

Art.34 Los Distribuidores y Grandes Clientes tienen entre sí la misma prioridad de acceso al Sistema de Transmisión mientras no superen su máxima demanda proyectada informada a la Empresa de Transmisión. Cuando requieran una demanda que excede esa máxima demanda, tendrán acceso a la capacidad remanente del Sistema de Transmisión con la misma prioridad que los otros que se encuentran en la misma condición.

Art.35 La conexión de un nuevo consumo deberá ser autorizada si cumple con el presente Reglamento, y cuenta con capacidad remanente en el Sistema de Transmisión. De no contar con capacidad remanente, requerirá previamente la correspondiente ampliación, realizada de acuerdo con lo indicado en Expansiones del Sistema de Transmisión del presente Reglamento quedando su conexión e ingreso postergado a la fecha en que la ampliación entre en servicio.

Art.36 En el caso del uso de las Redes de las Empresas de Distribución, la responsabilidad de las ampliaciones se regirá por lo establecido en las Normas Vigentes.

CAPITULO IV.2 : EL PROCEDIMIENTO DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IV.2.1 : SOLICITUD DE ACCESO

Art.37 Para hacer uso del derecho de Acceso Libre, que establece la Ley en su Artículo 81 y 91 y el Artículo 39 del Reglamento de la Ley, el interesado deberá tramitar ante la Empresa de Transmisión una Solicitud de Acceso al Sistema de Transmisión, en adelante denominada la Solicitud de Acceso. La aprobación de esta Solicitud es requisito indispensable para la suscripción del Contrato de Acceso y la efectiva Conexión.

Art.38 Para aprobar cualquier Solicitud de Acceso (conexión de nueva generación o consumo) se debe cumplir lo establecido en el Reglamento de Operación: Normas para Interconexión al Sistema.

Art.39 El interesado deberá presentar la solicitud de acceso acompañada de los estudios establecidos en el Reglamento de Operación, demostrando el cumplimiento de las normas de diseño y de calidad de servicio incluidos en este Reglamento de Transmisión y de las normas ambientales vigentes en la República de Panamá, para su evaluación y aprobación. La Empresa de Transmisión ~~no~~ podrá rechazar una Solicitud de Acceso ante incumplimiento de los requisitos que se establecen en este Reglamento.

Art.40 La solicitud de acceso deberá ser acompañada de estudios técnicos y ambientales, requeridos en el Reglamento de Operación, demostrando el cumplimiento de las normas ambientales, y lo establecido en este Reglamento de Transmisión.

SECCIÓN IV.2.2 : EVALUACIÓN DE LA SOLICITUD

Art.41 ETESA deberá analizar la Solicitud de Acceso y verificar lo siguiente:

- a) El cumplimiento de lo requerido en el Artículo 39 y 40 del Reglamento de la Ley.
- b) Una evaluación que permita acreditar la necesidad de tal ampliación por el solicitante.
- c) El diseño y especificaciones generales de las instalaciones cumplen con las Normas de Diseño del Sistema de Transmisión y Calidad de Servicio del presente Reglamento.
- d) ~~Se ha demostrado a través de los estudios del Sistema de Transmisión que las nuevas instalaciones cumplen con los requisitos establecidos en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación. El resultado de los estudios deberá demostrar:~~
 - (i) No se afectará de manera adversa al sistema de transmisión actual; no representando un riesgo para la operación del sistema ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad definidos.
 - (ii) El Sistema de Transmisión operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento.

Art.42 ETESA verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir del solicitante la presentación de información faltante o adicional.

Art.43 Dentro de los cinco días hábiles de recibida la solicitud, ETESA procederá a remitir la solicitud al CND y a la Empresa donde se conecta de no ser la Empresa de Transmisión, a los efectos de contar con sus opiniones.

Art.44 La empresa donde se conecta el usuario de no ser la Empresa de Transmisión, y el CND deberán informar a la Empresa de Transmisión; dentro de cinco días hábiles de recibida la solicitud, las observaciones y requerimientos generales para autorizar la conexión. De no recibir ETESA los comentarios en el plazo indicado, se considerará que no tiene observaciones.

Art.45 En un plazo no mayor de 20 días de recibida la solicitud, ETESA evaluará las ampliaciones de la conexión propuestas sobre la base de los resultados obtenidos de su verificación, las opiniones y observaciones emitidas por el CND y la empresa donde se conecta el usuario. De ser la Empresa de Transmisión y deberá notificar por escrito al interesado, a la Empresa donde se conecta el usuario y al CND su aprobación o rechazo, acompañada de la correspondiente sustentación y evaluación técnica. De no recibir la notificación dentro de dicho plazo, se considerará que ETESA ha aprobado la Solicitud de Acceso.

Art.46 En el caso que ETESA rechace una solicitud y que la misma se fundamente en aspectos incorrectos, o no contemplados en los estudios; discrepancias de resultados entre los estudios y los ensayos del sistema de potencia; y/o fallas de diseño o especificaciones inaceptables, el interesado podrá realizar una presentación complementaria. Dicha presentación deberá estar acompañada de los estudios que justifiquen sus conclusiones y/o los pasos necesarios para corregir los desvíos observados. La presentación complementaria estará sujeta a idénticos criterios para su aprobación que los requeridos para la Solicitud. La presentación complementaria podrá ser efectuada dentro de un plazo no mayor a los 90 días de recibida la notificación de rechazo de la Solicitud. Transcurrido tal plazo sin que sea recibida la presentación complementaria, ETESA declarará la caducidad del trámite.

Art.47 Ante una ampliación rechazada y de considerarlo procedente, el Solicitante podrá recurrir ante el ERSP la reformulación de la propuesta. El Solicitante, contará con un plazo determinado por el ESRP de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original.

Art.48 El incumplimiento de cualquiera de los requisitos establecidos en el presente Reglamento, dará lugar al rechazo de la Solicitud.

SECCIÓN IV.2.3 : AUTORIZACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN O AMPLIACIÓN

Art.49 La puesta en servicio de una conexión o ampliación será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente:

- a) Autorización de Acceso a la Capacidad de Transmisión y Ampliaciones: En esta etapa ETESA autoriza el acceso a la capacidad de Transmisión existente o su ampliación. Incluye la definición básica de las instalaciones y de los equipamientos de control requeridos y los Estudios Ambientales. Una vez obtenida la autorización de acceso, el resto de las etapas no podrán ser empleadas para restringir el acceso excepto que el Solicitante no cumpla con los requerimientos del presente Reglamento y el Reglamento de Operación.

- b) **Aprobación del diseño técnico de detalle:** En esta etapa se deberán realizar los estudios necesarios para definir en detalle las características del equipamiento a instalar. Además, se deberán realizar los estudios técnicos y eléctricos de impacto en el Sistema de Transmisión. Si de los estudios resulta que la nueva instalación produciría alteraciones a la seguridad o calidad de servicio del sistema de Transmisión que pueden ser resueltas con modificaciones o agregados al proyecto, o al resto del sistema de transmisión se informarán las modificaciones o agregados a cumplir para que la ampliación sea factible. El solicitante podrá efectuar correcciones al proyecto presentado hasta lograr la aprobación del mismo y solicitar las ampliaciones del sistema de transmisión necesarias. Los estudios técnicos y eléctricos deberán ser aprobados por ETESA y el CND. ETESA deberá introducir las modificaciones necesarias al Plan de Expansión.
- c) **Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones.** En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.
- d) **Firma del Contrato de Acceso con ETESA y con los proveedores del Servicio de Transmisión.**
- e) **Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial y metodologías de detalle, sujetas a la aprobación de ETESA.**
- f) **Autorización para el funcionamiento operativo de la conexión por parte del CND.**

Art.50 Una vez aprobados los ensayos y entregados la totalidad de la documentación requerida, el CND certificará y notificará a los involucrados mediante una nota la fecha de entrada en operación comercial y simultáneamente entrará en vigencia el Contrato de Acceso.

SECCIÓN IV.2.4: CONTRATOS DE ACCESO

Art.51 Para que un Usuario del Sistema de Transmisión pueda conectarse al mismo, deberá contar en cada Conexión con un Contrato de Acceso con ETESA y con los propietarios de las instalaciones donde se conecta. Dichos Contratos incorporarán los aspectos legales, técnicos y económicos que, como derechos y obligaciones, deben ser observados por las partes dentro del marco legal del sector eléctrico, y del presente Reglamento. Los Contratos de Acceso deberán informarse al ERSP y al CND.

Art.52 Los Contratos de Acceso entre la Empresa de Transmisión y el usuario y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el usuario y el usuario deberán contener los siguientes requisitos generales, como mínimo:

- a) **Datos de inscripción o generales de las partes contratantes.**
- b) **Ubicación de las instalaciones y puntos de interconexión cuando aplique.**
- c) **Normas de calidad que regirán el servicio, las cuales deberán ser como mínimas las aprobadas por el ERSP.**

d) Especificación de los servicios que se prestarán.

e) Obligaciones y derechos de las partes contratantes.

f) Inspecciones que será necesario realizar y las formas para realizarlas durante la vigencia del contrato.

g) Formas de medición de la energía a suministrar y recibir y puntos de medición.

- h) Los cargos por el uso del sistema, los cargos de conexión y el cargo por servicio de operación integrada, los cuales deberán fijarse de acuerdo a la tarifa aprobada por el Ente Regulador y de conformidad con lo establecido en el Artículo 82 de la Ley N° 6 de 1997, así como el cargo por uso de redes cuando aplique.
- i) La responsabilidad por el mantenimiento de las instalaciones de conexión y los acuerdos para la implementación del mismo.
- j) La responsabilidad por los daños en las instalaciones de conexión.
- k) Plazo de duración del contrato.
- l) Garantías de pago de los cargos mensuales, en donde el participante integrará un depósito de garantía por un monto igual a un mes de los cargos asociados para cubrir incumplimientos de pago.
- m) Para las instalaciones de conexión que se construyan posteriores a la aprobación de este Reglamento, las partes de un acuerdo de acceso podrán exigir entre sí garantías de cumplimiento de conexión o garantía contractual que aseguren el cumplimiento de sus obligaciones en tiempo y forma. La garantía a exigir por la Empresa de Transmisión al Participante debe estar referida entre otros a garantizar los pagos por la instalación de conexión. La garantía a exigir por el participante a la Empresa de Transmisión debe estar referida entre otros a la construcción oportuna de las instalaciones de conexión.
- n) Casos de incumplimiento contractual y situaciones de fuerza mayor y caso fortuito, conforme a la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997 y el reglamento de la Ley.
- o) Mecanismos de solución de diferencias e indicación de que es atribución privativa del ERSP el actuar como dirimente en caso de que en el plazo que se indique en el contrato las partes contratantes no lleguen a un acuerdo.
- p) Normas legales aplicables al contrato y la prelación de las mismas para el caso de que sea necesario interpretar las cláusulas contractuales o para la solución de diferencias.

Art. 53 ETESA sólo podrá permitir la energización de una Conexión luego de que estén firmados los correspondientes Contratos de Acceso. De cualquier modo, no se habilitará a un Usuario a operar en el SIA hasta tanto cuente con los Contratos de Acceso necesarios. Cualquier aspecto específico o particular concerniente a la Conexión que requiera ser acordado en el Contrato de Acceso, es de libre decisión de las partes siempre que no contradiga lo establecido en el presente Reglamento.

Art. 54 En caso de vencerse o ser rescindido un Contrato de Acceso, las Partes tendrán un plazo de 60 días para acordar un nuevo Contrato. Durante dicho plazo, a efectos de dar continuidad a la

operación, seguirá vigente lo establecido en el Contrato vencido o rescindido. Vencido el plazo establecido, el ERSP establecerá las condiciones de conexión y uso que deberán ser establecidas en el nuevo Contrato de Acceso.

Art.55 En caso que un Usuario no logre acordar los términos del Contrato de Acceso con ETESA, una o ambas partes podrán recurrir al ERSP, entregando toda la documentación respectiva en su poder que dispongan y la identificación de las razones de la falta de acuerdo con ETESA. El ERSP establecerá las condiciones de conexión y uso que deberán formar parte del contrato de acceso.

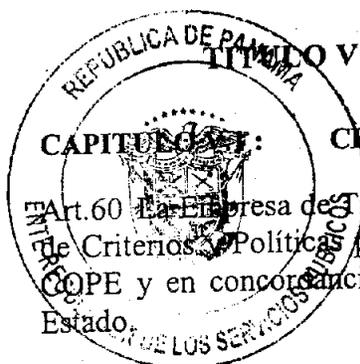
CAPITULO IV.3 : DESCONEXIÓN DEL USUARIO.

Art.56 Si alguna instalación produjere o pudiere producir un efecto adverso sobre el Sistema de Transmisión, o sobre alguna instalación de otro Usuario, ETESA deberá notificárselo al ERSP en los términos del artículo 45 del Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998.

Art.57 Si la irregularidad pusiera en serio riesgo la seguridad de personal y/o los equipos del SIN, ETESA podrá proceder a desconectar al Usuario, y notificar la decisión de inmediato al CND y al ERSP. Si la irregularidad pusiera en riesgo la continuidad de servicio el CND podrá proceder a dar la orden de desconexión al Usuario, y notificar la decisión de inmediato al ERSP.

Art.58 Cuando ETESA o el CND haya desconectado a un Usuario, y este reclama el ERSP deberá analizar la gravedad de la irregularidad para verificar si la desconexión fue justificada. En caso de decidir que no fue justificada, el ERSP podrá aplicar las compensaciones a que diera lugar.

Art.59 La fecha de cese de uso de una Conexión deberá ser comunicada por el Usuario a ETESA con un mínimo de doce (12) meses de anticipación. El cese de uso antes de cumplido dicho plazo mínimo, dará derecho a ETESA a cobrar los cargos de transmisión por los meses que resten hasta cumplir los 12 meses contados a partir de la notificación, salvo acuerdo diferente entre las partes.



CAPITULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION

CAPITULO V: CRITERIOS GENERALES

Art.60 La Empresa de Transmisión elaborará el Plan de Expansión, de acuerdo con la Definición de Criterios y Políticas para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional aprobado por la COPE y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Art.61 El Plan de Expansión deberá presentar en detalle todos los datos, las metodologías, los criterios, debidamente descritos y fundamentados, y los resultados de modo tal que cualquier inversionista o analista pueda obtener los mismos resultados con la información suministrada en él y se pueda auditar. Los resultados deberán acompañarse con figuras, tablas y gráficas en forma clara y en cantidad suficiente para facilitar el análisis de los mismos, los cuales deberán ser convenientemente referenciados y explicados.

Art.62 Las empresas de generación, cogeneración y autogeneración y distribución deben suministrar a ETESA, la información necesaria requerida para la elaboración de los planes de expansión del sistema de transmisión de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y específicamente en el Reglamento de Operación.

Art.63 El Plan de Expansión que ETESA elevará para su aprobación al ERSP deberá ser desarrollado con los siguientes criterios:

a) Pronóstico de la Demanda:

- (i) Deberá incluir, los datos utilizados, los detalles metodológicos y los resultados intermedios y finales respecto del pronóstico de energía – potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión y de su desagregación al nivel de barras del mismo, en un todo de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión. Los resultados incluyen la totalidad de los años del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión y comprenden: demanda máxima y mínima y factor de potencia por barra del Sistema Principal de Transmisión, curvas típicas y simultaneidad de la demanda.
- (ii) El pronóstico de demanda de energía y potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión deberán basarse en modelos apropiados, sobre la base de la información suministrada por las Empresas Distribuidoras debidamente ajustada en forma centralizada.
- (iii) La desagregación de la demanda pronosticada de energía y potencia, al nivel de áreas de concesión y de barra del Sistema Principal de Transmisión, deberá realizarse utilizando datos estadísticos de registros de potencia, energía y de curvas típicas por barra del Sistema Principal de Transmisión.

b) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación:

- (i) Los escenarios de suministro (generación nacional e intercambios internacionales) a utilizar en los estudios del plan de expansión, elaborados considerando las pautas y criterios fijados por la COPE, deberán detallarse y fundamentarse presentando todos los aspectos metodológicos, criterios y datos requeridos.

Cuando los escenarios o criterios propuestos no son los de mínimo costo deberán estar fundamentados respecto de los instrumentos legales que los avalen y financien explícitamente y debiéndose demostrar que no incrementarán los cargos por uso del Sistema Principal, ni el de conexión de los usuarios que no lo hayan requerido.

c) Planes Indicativos de Generación:

- (i) Deberá considerar el Sistema Principal de Transmisión actual, las obras aprobadas por el ERSP y las obras adicionales que resulten necesarias asociadas con la nueva generación al menos en forma simplificada.
- (ii) Deberán realizarse estudios eléctricos y de confiabilidad mínimos del Sistema de Transmisión para obtener un dimensionamiento aproximado del sistema de transmisión tales como flujos de potencia en situaciones medias y extremas, estudios de estabilidad transitoria cuando de los flujos de potencia se encuentran situaciones críticas y evaluaciones de confiabilidad con programas que evalúen la salida estocástica de los diferentes componentes del sistema.



- (iii) Deberá determinar un conjunto mínimo de planes indicativos de acuerdo a los escenarios de generación definidos.
- (iv) Deberá verificar la rentabilidad individual de cada inversionista de la generación nueva, considerando el riesgo asociado. Asimismo deberá verificar si alguna generación existente puede ser desconectada por razones de rentabilidad.
- d) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión: con los siguientes criterios:
- (i) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión:
- (i.1) Las tecnologías y los costos de las instalaciones típicas utilizadas en el Plan de expansión deberán revisarse periódicamente.
- (i.2) Las tecnologías adoptadas deberán fundamentarse y revisarse al menos una vez el año anterior al que se aplica una Revisión Tarifaria de la Transmisión sobre la base de la compatibilidad con el Sistema Principal de Transmisión, los costos asociados, la confiabilidad y el estado del arte.
- (i.3) Los costos que deben ser considerados para el PEST deben ser aquellos que aseguran que las obras y su operación se realizan de manera eficiente. El costo de una expansión del Sistema de Transmisión, será la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado. Los componentes de instalaciones se valorizarán conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la expansión. Conforme su naturaleza, los componentes de un tramo se clasificarán en componentes importados y nacionales, debiendo especificarse en cada caso, y según proceda la siguiente división: precio de adquisición (FOB o nacional), costo de transporte, seguros, costos de internación (cuando corresponda), flete y costo de bodega, flete a obra, costos de ingeniería, mano de obra asociada a la instalación o construcción, otros materiales, gastos generales, bienes intangibles, intereses durante la construcción, otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes, capital de explotación. Para la determinación de los precios de componentes de instalaciones, ETESA deberá basarse en antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones y deberá efectuar un estudio de mercado, debiendo optar por los precios más económicos sin degradar el estándar de calidad de componentes normalmente usados en el país, y teniendo presente las condiciones de calidad de servicio y seguridad a que se refiere el presente Reglamento. ETESA deberá justificar los valores utilizados. Los costos deberán considerar las indicaciones de eficiencia que apruebe el ESRP en cada revisión tarifaria.
- (ii) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:
- (ii.1) Deberá desarrollarse un diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema de Transmisión actual y para los 3 próximos años determinándose: los niveles de tensión en barras, nivel de carga de los componentes, situaciones de congestión y nivel de confiabilidad en barras del Sistema Principal de Transmisión.



- (ii.2) El Sistema de Transmisión a considerar debe ser el actual, las obras aprobadas por el ERSP, las obras de generación cuyo ingreso sea firme y la demanda pronosticada.
- (ii.3) Identificará las ampliaciones menores que se deberían realizar para mejorar la eficiencia y la calidad de servicio del Sistema de Transmisión.
- (iii) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que constará de:
 - (iii.1) Plan de Corto Plazo: con un horizonte de cuatro años.
 - (iii.2) Plan de Expansión del sistema de Transmisión de largo plazo: con un horizonte de diez años.
 - (iii.3) Plan de Reposición de Largo Plazo de los Activos Existentes.
 - (iii.4) Plan de Reposición de Corto Plazo de los Activos Existentes.
 - (iii.5) Plan de Expansión de la Planta General y del Sistema de Comunicaciones.

Art.64 EL ERSP deberá analizar, evaluar y calificar el Plan de Expansión bajo los siguientes criterios:

- a) Desaprobado: cuando no cumple con los requerimientos establecidos en la presente reglamentación y otras regulaciones vigentes.
- b) Con observaciones que deberán ser subsanadas para su aprobación por el ERSP.
- c) Aprobado: cuando no existan observaciones y cumple con los requerimientos establecidos en la presente reglamentación y otras regulaciones vigentes.

Art.65 Para la aprobación del Plan de Expansión, el ERSP verificará el cumplimiento de lo establecido en el presente reglamento, debiendo ETESA asumir todas las responsabilidades que le puedan corresponder por su elaboración y los resultados que de él se extraigan.

Art.66 La expansión del Sistema de Transmisión será el resultado de las Ampliaciones de Transmisión de ETESA y de las Ampliaciones solicitadas por los usuarios mediante el procedimiento establecido en el presente Reglamento.

CAPITULO V.2 : PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN V.2.1 : ALCANCE Y ESTRUCTURA

Art.67 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión tiene el siguiente objetivo:

- a) Analizar el impacto de nuevas instalaciones previstas tales como nueva generación, requerimientos adicionales de los distribuidores, conexión de grandes demandas, líneas de Transmisión o subestaciones y contratos de exportación e importación.
- b) Planificar la expansión y reposición del Sistema de Transmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas.
- c) Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los Distribuidores.

- d) Identificar restricciones en el sistema de transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda.

Art.68 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión definirá, y justificará las ampliaciones para asegurar el suministro a la demanda cumpliendo con las Normas de Calidad de Servicio y de acuerdo al despacho de la generación existente y futura debidamente justificada.

Art.69 Las instalaciones de Transmisión para conectar generación o efectuar una interconexión internacional deberán ser requeridas directamente por los Agentes como Ampliaciones de Conexión.

Art.70 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión podrá proponer Ampliaciones de Transmisión cuando los estudios técnicos y económicos justifican que la expansión minimiza el costo total asociado a suplir la demanda, incluyendo costos de capital, operación y mantenimiento, y energía no servida. Cuando así no fuere, estas ampliaciones deberán disponer de instrumentos legales que las avalen y financien explícitamente, debiéndose demostrar que en ese caso no se incrementarán los cargos por uso del Sistema Principal, ni el de conexión de los usuarios que no lo hayan requerido.

Art.71 El Plan de expansión deberá analizar el beneficio de continuar con las obras en desarrollo cuando ante una situación excepcional se producen cambios de tal magnitud en el requerimiento que las justifiquen.

Art.72 El Plan de expansión del Sistema de Transmisión deberá estructurarse en secciones específicas autosuficientes o con referencias específicas a otras secciones.

Art.73 El Plan de Expansión de la Transmisión deberá contener como mínimo los siguientes puntos:

- a) Resumen Ejecutivo.
- b) Introducción: Descripción del contenido, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transmisión y los criterios generales aplicados para su confección.
- c) Descripción del Sistema de Transmisión: Deberá incluir la descripción general y particular del sistema de transmisión que la Empresa de Transmisión tiene a su cargo. Debe incluir, como mínimo, la siguiente información:
 - (i) Capacidad de transmisión existente y remanente detallada por tramo.
 - (ii) Límites asociados al control de la frecuencia, tensión y/o estabilidad del Sistema ante pequeñas o grandes perturbaciones.
 - (iii) Esquemas de control de emergencia que minimizan las restricciones a la transmisión.
 - (iv) Normas operativas del Mercado Mayorista que establecen límites a la transmisión.
 - (v) Cargas de los transformadores de las subestaciones.
 - (vi) Flujos de potencia pronosticados para el pico anual y para las horas de mínima del sistema a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.

- (vii) Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico pronosticado en el pico anual a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.
- (viii) Esquemas geográficos y diagramas unifilares del sistema existente y del futuro previsto, destacando longitudes de líneas, potencias de generadores, transformadores y equipos de compensación de reactivo, así como los límites físicos de las instalaciones de la Empresa de Transmisión.
- (ix) Base de datos completa y organizada sobre las características de todos los componentes del Sistema Interconectado Nacional.

d) Criterios de Planificación. Deberá incluir: los criterios adoptados y la sustentación de los escenarios elegidos.

e) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión:

(i) Las tecnologías aplicadas.

(ii) Los costos de las instalaciones típicas.

Antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones.

Indicadores de precios eficientes a partir de comparaciones internacionales.

Requerimiento de servicio adicional por parte de los Agentes.

g) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:

(i) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema Principal de Transmisión.

(ii) Ampliaciones menores recomendadas.

h) Plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión de largo plazo: Las obras de expansión indicadas serán aquellas cuya ejecución en un horizonte de 10 años se inicia en una fecha posterior a las consideradas en el corto plazo.

i) Niveles de confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión y los niveles estándares de calidad de servicio de los equipamientos y líneas de transmisión del sistema de transmisión.

j) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de corto plazo: son las programadas en un horizonte de 4 años. Por cada ampliación de Transmisión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:

(i) Un estudio que justifique la ampliación de transmisión con la indicación de la fecha de inicio de construcción proyectada y la fecha de entrada en operación.

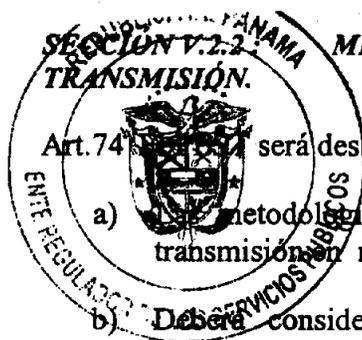
(ii) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.

(iii) Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (benchmarking) adecuado.

(iv) Los beneficios sociales netos obtenidos evaluados en distintos escenarios hidrológicos, de precios de combustible, etc.

- (v) Los beneficios de cada uno de los agentes.
 - (vi) La evolución de los cargos de transmisión por proyecto y total.
- k) Plan de reposición de Largo Plazo de los activos existentes: que deberá contar con los siguientes informes:
- (i) Justificación de que la misma no se debe a falta de mantenimiento.
 - (ii) Necesidad de la reposición.
- l) Plan de Reposición de instalaciones de corto plazo que deberá contar con los siguientes informes:
- (i) Justificación de que la misma no se debe a falta de mantenimiento.
 - (ii) Necesidad de la reposición.
 - (iii) Evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición y justificación económica de su conveniencia.
 - (iv) Ampliación de la vida útil del equipamiento (de ser una reposición parcial).
- m) Plan de ampliaciones de conexión cuya solicitud de acceso ha sido aprobada, el cual sólo tiene carácter informativo.
- n) Plan de Expansión de la Planta General que califiquen como ampliaciones mayores y del Sistema de Comunicaciones debidamente sustentados.
- o) Anexo: Base de Datos del sistema empleada para los estudios: Se deberá detallar completamente los datos utilizados en relación con los estudios, debidamente organizados y explicitados. Entre los datos requeridos se mencionan:
- (i) Datos de demanda, consumos y curvas típicas.
 - (ii) Ampliaciones previstas de generación.
 - (iii) Características técnicas de los equipamientos del Sistema de Transmisión.
 - (iv) Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.
- p) Anexo: Calidad de servicio del Sistema de Transmisión: Presentación de los datos históricos que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de reactivo, indicando la empresa responsable. Para esta presentación se considera recomendable tener en cuenta la información disponible de los últimos cinco años, como mínimo:
- (i) Estadísticas de desempeño del sistema de transmisión referidas a la calidad de servicio.
 - (ii) Indisponibilidad por fallas o por salidas programadas.
 - (iii) Coeficientes de disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas.
 - (iv) Coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt.
 - (v) Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas.
 - (vi) Estadísticas de perturbaciones en la forma de onda de la tensión fuera de sus límites en puntos críticos del sistema.

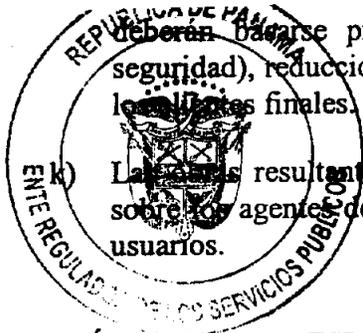
- (vii) Nodos con niveles de tensión y factor de potencia fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.



METODOLOGÍAS DE DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE

Art. 74 será desarrollado empleando los siguientes lineamientos metodológicos:

- a) Las metodologías a aplicar deben ser adecuadas para el desarrollo de sistemas de transmisión en mercados competitivos de generación.
- b) Deberá considerar los escenarios determinados en el Plan de Expansión de la Generación utilizando metodologías basadas en conceptos técnicos, económicos y de análisis de riesgo, especialmente en aquellas obras donde exista incertidumbre de concreción.
- c) La justificación técnica y económica del Plan de Transmisión de Corto Plazo no podrá ser dependiente sensiblemente de una nueva generación cuya ejecución no haya comenzado, excepto cuando la misma asuma por contrato con la Empresa de Transmisión los cargos de transmisión que les correspondería mientras dure el incumplimiento de las fechas comprometidas.
- d) Cada plan indicativo de generación seleccionado deberá dar origen al menos a una alternativa del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión el que deberá desarrollarse y evaluarse técnicamente desde el punto de vista de la calidad de servicio.
- e) Se deberá obtener un conjunto de planes de expansión del Sistema Principal de Transmisión con sus correspondientes evaluaciones económicas y riesgo relativo asociado.
- f) La alternativa más conveniente para el PEST será el resultado de un orden de mérito de las principales alternativas analizadas, el cual se basará en una evaluación económica financiera privada y de riesgo relativo asociado.
- g) Deberá existir un análisis de riesgo adecuadamente fundamentado. El análisis de riesgo relativo deberá ser considerado como un elemento de juicio adicional en relación con el mediano y largo plazo para la selección final de la alternativa más conveniente del plan de expansión. Este análisis de riesgo relativo debe ser aplicado tanto a las alternativas del plan indicativo de generación como a las alternativas del PEST.
- h) La función objetivo utilizada para la evaluación económica deberá contemplar los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y el costo de la energía no servida.
- i) Las alternativas estudiadas deberán someterse a una evaluación económica social de tal manera de verificar su impacto sobre la sociedad y de brindar elementos de juicio en el ámbito gubernamental con relación a la aplicación de la política energética y de regulación.
- j) Las obras propuestas, deberán verificarse en forma individual respecto de sus beneficios evaluándose económicamente desde el punto de vista de las mejoras que producen al Sistema de Transmisión respecto de la situación sin proyecto. Los indicadores a utilizar



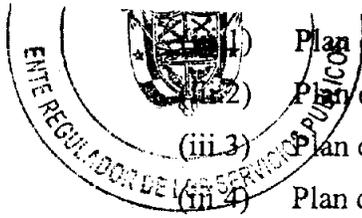
deberán basarse principalmente en los beneficios por confiabilidad (adecuación y seguridad), reducción de pérdidas y reducción del costo de la energía en el mercado para los usuarios finales.

Los resultados deberán evaluarse desde el punto de vista del impacto tarifario sobre los agentes del mercado y deberá efectuarse una estimación de la afectación a los usuarios.

SECCIÓN V.2.3: RESPONSABILIDADES Y PROCEDIMIENTOS

Art.75 El Plan de Expansión, que tendrá como fecha objetivo de aprobación el 30 de octubre del año previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se establece como fecha de inicio del desarrollo del Plan de Expansión del año de vigencia el 1 de diciembre del año anterior.
- b) ETESA deberá realizar todas las actividades necesarias y en los plazos requeridos.
- c) Cada uno de los capítulos o secciones se desarrollará en las siguientes etapas:
 - (i) ETESA deberá presentar a los Generadores y Distribuidores y al ERSP el capítulo respectivo antes de cuatro semanas de la fecha de terminación correspondiente.
 - (ii) Los Generadores y Distribuidores y el ERSP tendrán un periodo de dos semanas para hacer sus observaciones y presentarlas a ETESA.
 - (iii) ETESA tendrá un periodo de dos semanas antes de la fecha de terminación para que realice los ajustes si corresponden y dar respuesta fundamentada a las observaciones recibidas.
- d) El desarrollo de los siguientes capítulos o secciones deberá ser realizado en las fechas previstas:
 - (i) Estudios Básicos para el Plan de Expansión: 31 de Enero es su fecha de terminación. Consistirá de:
 - (i.1) Pronóstico de la Demanda.
 - (i.2) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación.
 - (i.3) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión
 - (i.4) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo.
 - (i.5) Niveles de confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión.
 - (i.6) Análisis dinámico del funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad n-1.
 - (ii) Indicativo(s) de Generación: 30 de Abril es su fecha de terminación.
 - (iii) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión en general: 30 de junio es su fecha de terminación. Consistirá de:



- (i) Plan de Expansión de Corto Plazo.
- (ii) Plan de Expansión de largo plazo.
- (iii.3) Plan de Reposición de largo plazo de los Activos Existentes.
- (iii.4) Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes.
- (iii.5) Plan de Expansión de la Planta General que califiquen como ampliaciones mayores y del Sistema de Comunicaciones.
- e) ETESA presentará el Plan de Expansión para la aprobación del ERSP a más tardar el 30 de junio de cada año, consolidando todos los requisitos y capítulos incorporando los ajustes realizados por las observaciones en las etapas previas y de acuerdo a lo indicado en este Reglamento.
- f) Antes de la fecha de inicio:
- (i) El CND, los Distribuidores, los Generadores y Grandes Clientes conectados al sistema principal de transmisión suministrarán a ETESA la información requerida para modelar la evolución del sistema.
- (ii) Los usuarios del Sistema de Transmisión informarán a ETESA y al CND sus requerimientos de ampliación del Sistema de Transmisión.
- g) El Plan de Expansión deberá ser evaluado por un Consultor o Empresa Consultora especializada independiente, contratada por el ERSP, que deberá auditar el cumplimiento de las obligaciones reglamentarias y la calidad del estudio cuyo informe deberá ser suministrado al ERSP antes del 31 de julio.
- h) El ERSP realizará después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año una consulta pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las Ampliaciones de Transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de Corto Plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes, el Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones y de las ampliaciones del Plan de Expansión de la Planta General que califiquen como ampliaciones mayores.
- i) Sobre la base del resultado de la consulta pública, el informe de la consultora independiente y su propio análisis el ERSP tiene la responsabilidad de analizar el plan propuesto por ETESA, y las observaciones de los usuarios, solicitar ajustes a ETESA de justificarlo como necesario, previo a su aprobación. La aprobación por el ERSP de las Ampliaciones de Transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo y la Reposición de instalaciones a ejecutar incluirá el monto presupuestado que no deberá ser superado por la Empresa de Transmisión, sin previa autorización del ERSP, y el plazo de ejecución a partir del cual la obra se considerará en servicio, asumiendo la Empresa de Transmisión todas las consecuencias derivadas de su responsabilidad.



EXPANSIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

MODALIDADES DE EXPANSIÓN

Art.76 Las ampliaciones de la capacidad de transmisión se dividirán en:

- a) **Ampliaciones de uso común:** Aquellas ampliaciones del Sistema Principal de Transmisión que están fundamentadas en el Plan de Expansión de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento.
- b) **Ampliaciones de Conexión:** las requeridas por un agente del mercado para conectarse al Sistema Principal de Transmisión.

Art.77 Los agentes del mercado podrán encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de su Conexión a través de líneas de transmisión y subestaciones, o podrán acordar su ejecución por la Empresa de Transmisión, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997 y el Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998.

Art.78 El proceso de expansión del Sistema de Transmisión requiere las siguientes etapas:

- a) **Autorización de la ampliación:** Es la etapa requerida para obtener tal autorización de ETESA. Incluye la definición básica de las instalaciones y de los equipamientos de control requeridos y los estudios ambientales. Una vez obtenida la autorización de ampliación, el resto de las etapas no podrán ser empleadas para restringir el acceso excepto que el Solicitante no cumpla con los requerimientos del presente Reglamento.
- b) El resto de los pasos indicados en la sección Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión o Ampliación del Título IV de este Reglamento. En las ampliaciones de Conexión, con la aprobación del diseño técnico de detalle se asignará la autorización para su construcción.

Art.79 El Usuario responsable de ejecución de la ampliación de Conexión deberá obtener las autorizaciones requeridas en la normativa ambiental aplicable en la República de Panamá y realizar los estudios técnicos y eléctricos de impacto en el Sistema de Transmisión, y cumplir con los demás requisitos establecidos en la sección Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión o Ampliación del Título IV de este Reglamento.

SECCIÓN V.3.2. AMPLIACIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Art.80 La Empresa de Transmisión tiene la obligación de realizar las obras que se encuentren incluidas en el Plan de Expansión aprobado por el Ente Regulador, necesarias para atender el crecimiento de la demanda de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, Artículo 46 Modalidad para las Ampliaciones. La construcción de tales obras se deberán realizar a través de un proceso competitivo de libre competencia, que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos en el presente Reglamento y demás normativas vigentes.

Art.81 Las ampliaciones del sistema principal de transmisión se dividirán según el monto de la inversión en:

- a) **Ampliaciones Menores:** son aquellas de un monto inferior o igual al establecido por el ERSP. El monto inicialmente establecido será de doscientos mil Balboas.
- b) **Ampliaciones Mayores:** son aquellas que superan el monto establecido por el ERSP para ampliaciones menores.

Art.82 ETESA deberá realizar la compra del equipamiento correspondiente a las Ampliaciones Menores mediante un proceso competitivo de libre competencia y desarrollar el proyecto, la instalación y montaje por si mismo al costo regulado o incluirla dentro del proceso competitivo.

Art.83 En las ampliaciones del sistema principal de transmisión mayores ETESA deberá realizar la compra de la ampliación desde su proyecto hasta la puesta en servicio mediante un proceso competitivo de libre concurrencia.

TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Art.84 El Sistema Principal de Transmisión, deberá estar diseñado para operar, y a su vez hacerlo operar efectivamente, dentro de un rango determinado de parámetros, de tal forma que los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y las empresas de distribución eléctrica, que reciben el servicio tengan un nivel adecuado de calidad de servicio, y que los equipos del Sistema de Transmisión operen de manera satisfactoria, cumpliendo para ello con los criterios de:

- a) Seguridad.
- b) Control de Tensión y Reactivo.
- c) Confiabilidad referidos a la adecuación del sistema.

Art.85 El Sistema de Conexión deberá ser diseñado, mantenido y operado de acuerdo a las reglas del artículo 84, en un nivel de calidad apropiado de manera tal que la calidad de servicio a nivel del Sistema Principal de Transmisión no se vea afectada por sus indisponibilidades programadas o forzadas. Los usuarios podrán definir el nivel de calidad de servicio requerido en los contratos de acceso, asegurando el cumplimiento del requerimiento antes mencionado. Ningún distribuidor podrá requerir para la conexión una calidad de servicio superior a la establecida para el Sistema Principal de Transmisión.

SECCIÓN VI.1.1 : CRITERIO DE SEGURIDAD

Art.86 El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio *n-1*. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa del ERSP ante estudios que lo justifiquen.

Art.87 En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento.

SECCIÓN VI.1.2: CRITERIOS DE CONTROL DE TENSIÓN Y REACTIVO

Art.88 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el presente Reglamento, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación

Art.89 En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P-Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P-Q mencionada.

Art.90 En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4	Período 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

Art.91 Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el Servicio de Transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4	Período 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

Art.92 Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, que los niveles de tensión no superarán el 20 % de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85 % de la misma. Estos niveles no podrán tener una duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia.

Art.93 Mediciones: Las mediciones de los niveles de tensión deberán ser realizadas en las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión, y en todos los puntos de interconexión con agentes del mercado (generadores, distribuidores y grandes clientes). Los medios para realizar las mediciones de tensión, deberán estar diseñados para este propósito, y donde sea técnicamente factible, deberá estar integrado en el sistema SCADA.

SECCIÓN CRITERIO DE CONFIABILIDAD

Art.94 Para el estudio de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos. Los índices se determinarán con el siguiente procedimiento:

- a) Índices de barra: El impacto de las obras de expansión sobre el nivel de adecuación de cada barra será calculado para cada una de las barras que integran el Sistema Principal de Transmisión. La fórmula matemática para el cálculo de dicho índice es la siguiente:

$$EENS_k = \sum_{j \in X} L_{kj} D_{kj} F_j \quad [MWh / \text{año}]$$

Donde:

j : índice de escenario considerado.

X : conjunto de escenarios simulados que presentan déficit de energía.

k : índice de barra.

L_{kj} : valor de potencia interrumpida en la barra k para el escenario j [MW].

D_{kj} : duración del déficit de energía en la barra k para el escenario j [h].

F_j : frecuencia de ocurrencia del escenario de falla j [1/año].

Los escenarios simulados a tener en cuenta en los cálculos deberán considerar tanto el comportamiento estocástico de los componentes que forman parte del sistema, como los diferentes estados de carga en los cuales el sistema pueda hallarse.

- b) Índices de sistema: El impacto de las obras de expansión sobre el nivel global de adecuación del Sistema Principal de Transmisión será determinado. La fórmula matemática para el cálculo de dicho índice es la siguiente:

$$EENS_s = \sum_{k \in K} \sum_{j \in X} L_{kj} D_{kj} F_j \quad [MWh / \text{año}]$$

Donde:

j : índice de escenario considerado.

X : conjunto de escenarios simulados que presentan déficit de energía.

k : índice de barra.

K : conjunto de barras de demanda del sistema para el año de corte considerado.

L_k : valor de potencia interrumpida en la barra k para el escenario j [MW].

D_k : duración del déficit de energía en la barra k para el escenario j [h].

F_j : frecuencia de ocurrencia del escenario de falla j [1/año].

Art.95 Se debe cuantificar económicamente las propuestas de diseño y expansión del Sistema Principal de Transmisión a través del *costo del valor esperado de energía no servida (CEENS)* multiplicando el índice de valor esperado de energía no servida (EENS) por el costo de la energía no servida (CENS) del siguiente modo:

$$CEENS = \sum_{k \in K} EENS_k CENS_k \quad [B./año]$$

Donde:

k : índice de barra.

K : conjunto de barras de demanda del sistema para el año de corte considerado.

$EENS_k$: valor esperado de energía no servida para la barra k y para el año de corte analizado considerando la alternativa de expansión respectiva [MWh/año].

$CENS_k$: costo de la energía no servida por unidad energética para la barra k [B./MWh].

Art.96 El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de $CENS = 592$ B./MWh. El ERSP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen.

Art.97 Los límites admisibles de los indicadores de confiabilidad de las Normas de Calidad de Servicio de Transmisión establecidos en el presente Reglamento, serán tomados como referencia para la elaboración del Plan de Expansión, y ajustados en la medida que se justifique económicamente considerando el costo de la reserva de transmisión y el costo de la energía no servida determinada por medio de los índices de energía no servida. En los casos en que se requiera ajustar los límites admisibles de los indicadores de confiabilidad, ETESA deberá presentar el requerimiento de ajuste a aprobación del ERSP.



TÍTULO VII. NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO VII. PARÁMETROS TÉCNICOS

Art.98. 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 en el presente Reglamento.

Art.99 Las exigencias referentes a la calidad de servicio, establecidas en el presente Reglamento, serán de aplicación para los que prestan el Servicio Público de Transmisión, como también, para todos los usuarios del Sistema de Transmisión tanto para la etapa de diseño como para la operación.

Art.100 Los incumplimientos operativos de los parámetros establecidos, se traducirán en un recargo para los agentes del mercado responsables, retribuciones para los agentes del mercado que contribuyan a la solución de los problemas ocasionados por los incumplimientos de otros agentes del mercado y reducciones tarifarias a los clientes finales de las Empresas Distribuidoras y Grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión. La reducción tarifaria se fundamenta en que lo abonado por las distribuidoras y grandes clientes en concepto del servicio prestado, está asociado a una determinada calidad de servicio de dicha prestación.

SECCIÓN VII.1.1 : CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Art.101 La confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión se evaluará a través del criterio de adecuación del mismo utilizando la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total que se encontró fuera de servicio la instalación afectada. Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia a través de ella.

Art.102 Las desconexiones que afecten a las empresas distribuidoras y a grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, debidas a problemas de servicio en el Sistema Principal de Transmisión, deberán ser medidas por los siguientes índices:

FMIK = Frecuencia media de interrupción, en el punto de interconexión por kVA conectado o instalado;

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVA \max}$$

TTIK = Tiempo total de la interrupción, en el punto de interconexión por kVA conectado o instalado;



$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \times Tfs_i}{kVA_{max}}$$

Donde:

$kVAfs_i$ = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación se la considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

kVA_{max} = kVA máximo instalado en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

Tfs_i = Duración de cada interrupción.

n = número de interrupciones en el período.

Art.103 Los límites de referencia de estos indicadores, para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, son los siguientes:

	Vigencia de la norma:	
	Período 3	Período 4
	A partir del 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2005	A partir del 1 de enero de 2006
FMIK	2 /año	1.5/año
TTIK	8 hr./año	6 hr./año

Art.104 Los prestadores del Servicio Público de Transmisión deberán informar al ERSP los indicadores de confiabilidad para cada Conexión entre el Sistema de Transmisión y sus usuarios, siguiendo los mismos criterios de información y términos que se establezcan en la Base Metodológica para el Control de la Calidad para el Servicio Técnico de las Redes de Transmisión.

SECCIÓN VII.1.2: NIVELES DE TENSIÓN Y REACTIVO

Art.105 Los prestadores del Servicio Público de Transmisión deberán cumplir operativamente con los límites de niveles de tensión de diseño promedio en intervalos de 15 minutos para el Sistema Principal de Transmisión.

Art.106 Los prestadores del Servicio Público de Transmisión deberán informar al ERSP los indicadores de niveles de tensión para cada Conexión entre el sistema de transmisión y sus usuarios, siguiendo los mismos criterios de información y términos que se establezcan en la Base Metodológica para el Control de la Calidad para el Servicio Técnico de las Redes Transmisión.

Art.107 Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva (V_r): El cálculo de los recargos debidos a niveles de tensión y control de reactivo que deben hacer frente los prestadores del Servicio Público de Transmisión, los Distribuidores, Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y Generadores, se efectuará teniendo en cuenta el valor unitario de compensación de potencia reactiva, el cual se establece en 3.74 B./MVA_rh. Cuando las condiciones así lo requieran el ERSP podrá modificar mediante Resolución este valor unitario de compensación sobre la base de los requerimientos de potencia reactiva necesarios para mantener el correcto funcionamiento del sistema con una reserva adecuada.

SECCIÓN VII.1.3: PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Art.108 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán velar que ninguno de los agentes del mercado, inyecte ningún tipo de disturbios al Sistema Principal de Transmisión, en especial los disturbios de Armónicas o Efecto de Parpadeo, sin limitarse a estos. En caso de detectar una desviación respecto de estos valores por parte de algún agente del mercado conectado a la red de transmisión, los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán informarlo al ERSP, y podrán aplicar previa autorización del ERSP un recargo en la tarifa a modo de penalización.

SECCIÓN VII.1.4: INFORMACIÓN REQUERIDA DE LOS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y LOS AGENTES

Art.109 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán informar y poner a disposición del Centro Nacional de Despacho todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva que tengan disponible, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.

Art.110 Trimestralmente y en los primeros 10 días hábiles del primer mes del trimestre requerido, los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán entregar al Centro Nacional de Despacho, la siguiente información:

- a) Las características de su equipamiento disponible para el control de tensión y suministro de potencia reactiva para el próximo trimestre.
- b) El listado de las barras del Sistema donde no se pueden cumplir con los niveles de tensión... requeridos, discriminado en horas de valle y resto, y el motivo de dicho incumplimiento, para el próximo trimestre.

Art.111 Menos adelante, los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán entregar los registros de medición al CND y a los agentes que lo soliciten para sus puntos de interconexión, durante los primeros siete días hábiles del mes siguiente al finalizado. El CND podrá requerir estos registros de medición en cualquier momento, cuando lo considere pertinente.

Art.112 Trimestralmente y en los primeros 10 días hábiles del primer mes del trimestre requerido, los Distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión deberán entregar al Centro Nacional de Despacho, la siguiente información:

- a) Factor de potencia pronosticado en horas de valle y resto en todos los puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión, para el próximo trimestre.
- b) Características del equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva disponible que puedan afectar sensiblemente el control de tensión en el Sistema Principal de Transmisión, para el próximo trimestre.

Art.113 Los Generadores deberán enviar al Centro Nacional de Despacho una copia de la Curva de Capacidad P-Q nominal certificada de cada una de sus unidades generadoras. En caso de no hacerlo, el Centro Nacional de Despacho la deberá fijar de acuerdo a curvas de capacidad estándar y tomará como disponible el reactivo indicado por esa curva.

CAPITULO VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO.

SECCIÓN VII.2.1: CONTROL DE REACTIVO

Art.114 Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes "valores tolerados" del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Período 2	Período 3	Período 4
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)



Nota: 0.XX(-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).

0.YY(+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Art.115 Para el cálculo del factor de potencia de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en cada uno de sus puntos de interconexión se debe considerar lo siguiente:

- a) En el caso que los circuitos aguas abajo asociados a los vínculos de un agente del mercado que concurren a un mismo punto de interconexión sean operados normalmente en forma mallada por dicho agente, se deberá determinar el valor del factor de potencia correspondiente a dichos vínculos considerando la suma total de la potencia activa y reactiva de todos los puntos considerados.
- b) En el caso que los circuitos aguas abajo asociados a los vínculos de un agente del mercado que concurren a un mismo punto de interconexión sean operados normalmente en forma radial por dicho agente, cada vínculo tendrá asociado un factor de potencia que será el resultado de la medición del factor de potencia para ese vínculo.

Art.116 Las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.
- b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.
- c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.
- d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

REPUBLICA DE PANAMA
SECCION VII.2.2
PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Art.117 El comportamiento de las empresas de distribución eléctrica y de los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán tener un adecuado comportamiento ante las distorsiones en la forma de onda de tensión en condiciones de estado estable de operación, hasta los límites indicados en la presente norma.

Art.118 **Efecto de Parpadeo:** El efecto de parpadeo en el Sistema Principal de Transmisión, deberá ser medido por el índice de Severidad del Efecto de Parpadeo de Corto Plazo (Pst). El indicador a controlar para el efecto de parpadeo, es el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst), tal como se define en la norma IEC 868. La siguiente tabla establece los límites de Pst para diferentes tamaños de cargas conectadas a distintos niveles de tensión. Este nivel de referencia no deberá ser superado más del 5% del período de la medición.

Razón (S_L / S_{CC})	Nivel de Media y Alta Tensión	Pst
$S_L / S_{CC} \leq 0.005$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.37
$0.005 < S_L / S_{CC} \leq 0.02$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.58
$0.02 < S_L / S_{CC} \leq 0.04$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.74
$S_L / S_{CC} > 0.04$	1 kV < U ≤ 230 kV	0.80

Donde:

S_{CC} = Capacidad de cortocircuito del sistema en kVA en el punto de medición del Efecto de parpadeo,

S_L = Potencia contratada por el cliente expresada en kVA para los niveles de Media y Alta Tensión.

Art.119 La medición del efecto de parpadeo deberá ser hecha usando un medidor de efecto de parpadeo adecuado, y según los procedimientos que se especifican en la norma IEC 868, para intervalos de 10 minutos.

Art.120 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, podrán exigir a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, que efectúen mediciones en su punto de interconexión, por un período de dos semanas, para llevar un control de la posible inyección y presencia del efecto de parpadeo en el Sistema Principal de Transmisión.

Art.121 Armónicas: El límite admisible de distorsión armónica en el Sistema Principal de Transmisión, se indica en la tabla de tasa de Distorsión Armónica del presente Reglamento. Estos niveles de referencia se aplican para las armónicas en Alta Tensión, y no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición.

Art. 122 La medición de armónicas, deberá ser realizada en intervalos de 10 minutos, siguiendo los procedimientos especificados en la norma IEC 1000-4-7

Art. 123 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, podrán exigir a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, que efectúen mediciones en su punto de interconexión, por un período de dos semanas, para llevar un control de la posible inyección y presencia de armónicas en el Sistema Principal de Transmisión. La tasa de distorsión individual máxima para cada armónica es la siguiente:

Tabla de Tasa de Distorsión Armónica

Orden de la Armónica (n)	Tasa de Distorsión Individual - V_{DAI} (%)
Impares no múltiplos de 3	
5	2.0
7	2.0
11	1.5
13	1.5
17	1.0
19	1.0
23	0.7
25	0.7
> 25	$0.1 + 0.6 \times 25/n$
Impares múltiplos de 3	
3	2.0
9	1.0
15	0.3
21	0.2
> 21	0.2
Pares	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.4



10	0.4
12	0.2
> 12	0.2
Tasa de Distorsión Total - V_{DAT}	3

Donde: Tasa de Distorsión Armónica Individual (V_{DAI}) = V_i/V_1

Tasa de Distorsión Armónica Total (V_{DAT}) = $\sqrt{\frac{\sum V_i^2}{V_1^2}}$

V_i = Valor de Tensión de la armónica de orden i

V_1 = Valor de Tensión de la fundamental

CAPITULO VII.3: PENALIZACIONES, RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO

SECCIÓN VII.3.1: PENALIZACIONES A LOS PRESTADORES DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN POR DESVIACIONES EN LA CONFIABILIDAD

- Art.124 Los indicadores de confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión que se controlarán a los Distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión son la Frecuencia promedio de interrupción por kVA (FMIK) y la duración Total de Interrupciones por kVA (TTIK).

Art.125 Los prestadores del Servicio de Transmisión serán penalizados de existir niveles de confiabilidad anuales fuera de los límites admisibles en los suministros a los distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión. El monto de la penalidad se asignará como un crédito en los cargos por uso del Sistema de las empresas de distribución eléctrica y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, en los que se verificó el incumplimiento a los límites establecidos en la calidad de servicio. Para esto deberán calcular y preparar un informe, de acuerdo al procedimiento que establecerá el ERSP, denominado Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión, con las cantidades que resultaron de la valorización de la reducción tarifaria del año anterior por confiabilidad, indicando para cada una de las empresas de distribución eléctrica y grandes clientes, la retribución que le corresponde, y hacerla efectiva en el transcurso del mes de febrero del año en curso. Este informe anual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde éste certifica la veracidad de la información suministrada.

Art. 126 El crédito total será igual a la Reducción Tarifaria anual en Balboas, equivalente a la penalidad de la Empresa que presta el Servicio de Transmisión, y será calculado de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Si $FMIK > LimFMIK$ Y $TTIK < LimTTIK$.

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

b) Si $FMIK < LimFMIK$ Y $TTIK > LimTTIK$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

- 103

c) Si $FMIK > LimFMIK$ Y $TTIK > LimTTIK$

$$\text{Si } \frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

$$\text{Si } \frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

Donde:

El valor del Costo de la Energía No Servida a efectos de la determinación de las reducciones tarifarias será de $CENS = 0.592$ B./kWh. Cuando las condiciones así lo requieran el ERSP podrá modificar mediante Resolución el CENS.

ETF : Valor de la energía anual entregada en el Punto de interconexión bajo análisis (MWh).

SECCIÓN VII.2. RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LOS NIVELES DE TENSIÓN

Art. 127 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deben asegurarse de mantener los niveles de tensión, establecidos en las Normas de Diseño del presente Reglamento, a las empresas de distribución eléctrica y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, en sus diferentes puntos de interconexión.

Art.128 Lo siguiente servirá como base para la evaluación del desempeño que deberá realizar el CND de los que prestan el Servicio Público de Transmisión, en mantener los niveles de tensión adecuados:

- a. Las reclamaciones o quejas que reciba el ERSP, por parte de las empresas de distribución eléctrica y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.
- b. Los registros de medición.

Art.129 El cálculo de los recargos que deben hacer frente los que prestan el Servicio Público de Transmisión cuando se detecten violaciones en los niveles de tensión de diseño, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Recargo}T_k = Vr \times \text{CompDesc}_k \times \text{HsDesc}_k$$

Donde:

*Recargo*T_k[B/.]: Recargo a los que prestan el Servicio Público de Transmisión por compensador desconectado en la barra "k" perteneciente a la zona con problemas de tensión.

Vr [B/. / MVA_r h]: Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva

ComDesc_k [MVA_r]: Magnitud en MVA_r de la compensación requerida para evitar la violación en la barra "k".

HsDesc_k [h]: Cantidad de horas donde existe la violación en la barra "k".

Art.130 Si adicionalmente fuese necesario incorporar a la operación alguna unidad generadora en forma obligada por reactivo en la zona con problemas de tensión, para lograr mantener el nivel de calidad de servicio exigido, los prestadores del Servicio Público de Transmisión deben hacerse cargo del respectivo costo adicional de esta generación obligada por reactivo como se establece en las Reglas Comerciales y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

Art.131 Cuando el prestador del Servicio Público de Transmisión incumpla los límites establecidos para los niveles de tensión, lo recaudado como consecuencias de los recargos y que no son utilizados para retribuir a otro agente del mercado, deberá utilizarse para la reducción de las tarifas de los clientes finales de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en proporción a la demanda afectada

Art.132 El ERSP podrá disponer el despacho de todos los equipamientos de reactivo disponibles en el SIN en cualquier circunstancia.

SECCIÓN VII.3.3: RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN EL FACTOR DE POTENCIA

Art.133 Los recargos por factor de potencia serán adicionales a los costos que sea necesario asumir por la Generación Obligada necesaria para mantener los niveles de tensión en el Sistema de Transmisión tal como esta indicado en las Reglas Comerciales, y al costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

Art.134 Las mediciones del factor de potencia en los puntos de suministro se obtienen, al igual que en el caso de las tensiones, mediante la utilización de los sistemas SCADA.

Art.135 El incumplimiento de los agentes generadores, distribuidores o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión no deberá producir la desconexión de equipamiento del Sistema de Transmisión para adaptar el nivel de tensión, excepto en situaciones que sean excepcionales o cuando se ponga en riesgo la calidad de servicio, pero nunca en situaciones normales. En este último caso se deberá proceder a la instalación del equipamiento de reactivo con cargo al usuario que incumple como un adicional al equipamiento del Conexión del mismo.

A Incumplimiento de los distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión

Art.136 Los Distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de conexión con el Sistema Principal de Transmisión, incluyendo el lado de 34,5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, los rangos límites en el factor de potencia establecidos en el presente Reglamento con la finalidad de minimizar el transporte de potencia reactiva y mantener la calidad de servicio adoptada para el sistema.

Art.137 Cuando se detecten violaciones en distribuidores o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en el rango del factor de potencia definido para cada hora se sancionará el reactivo faltante para alcanzar el correspondiente límite del rango teniendo en cuenta el valor unitario de compensación de potencia reactiva y la cantidad de horas en que se mantuvo esta violación. El procedimiento a aplicar es el siguiente:

- a) Se identifica el tipo de hora del registro en el caso particular que una barra cualquiera "k" para un registro "j" viole uno de los límites del factor de potencia
- b) Se calcula cuál es la potencia reactiva correspondiente a la demanda activa existente en la barra, que satisface el límite del factor de potencia violado mediante:

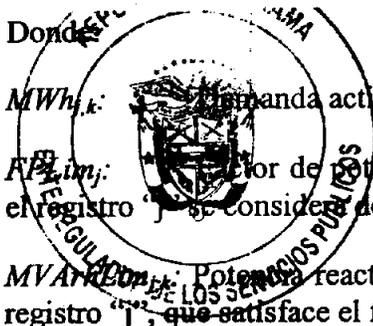
$$MVArhLim_{j,k} = MWh_{j,k} \times TAN (ARCCOS(FPLim_j))$$

Donde:

$MWh_{j,k}$: Demanda activa de la barra "k" en el registro "j".

$FPLim_j$: Valor de potencia del límite violado correspondiente al registro "j". En este caso el registro "j" se considera de duración horaria.

$MVArhLim_{j,k}$: Potencia reactiva límite correspondiente a la demanda activa de la barra "k" en el registro "j", que satisface el factor de potencia límite que fue violado.



- c) Se determina la desviación existente en la potencia reactiva para alcanzar el límite del factor de potencia mediante la siguiente expresión:

$$\text{DeltaMVARh}_{j,k} = \text{ABS} (\text{MVARh}_{j,k} - \text{MVARhLim}_{j,k})$$

Donde:

$\text{MVARh}_{j,k}$: Valor medio de la demanda reactiva de la barra "k" en el registro "j".

$\text{DeltaMVARh}_{j,k}$: Desviación existente entre la demanda de potencia reactiva de la barra "k" en el registro "j" y la potencia reactiva límite de la misma barra y registro.

- d) Se determina el recargo correspondiente a los distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en la barra "k" en el registro "j", se puede calcular como:

$$\text{RecargoDGC}_{j,k} = V_r [Bl./\text{MVARh}] \times \text{DeltaMVARh}_{j,k}$$

- e) Se determina el recargo total para todos los registros horarios "j" con violaciones en el límite considerado del factor de potencia, se puede expresar como:

$$\text{RecargoDGC}_k = \sum_{j=1}^{\text{HsFPlim}_k} (V_r \times \text{DeltaMVARh}_{j,k})$$

Donde:

$\text{RecargoDGC}_k [Bl.]$: Recargo de distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión con factores de potencia fuera del rango tolerado.

$V_r [Bl. / \text{MVARh}]$: Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva.

$\text{HsFPlim}_k [h]$: Cantidad de registros horarios que se detectó la violación del límite del factor de potencia en la barra "k".

Art. 138. Si adicionalmente fuese necesario incorporar a la operación en tiempo real alguna unidad generadora en forma obligada por reactivo en la zona con problemas de reactivo debido a violaciones en los rangos del factor de potencia, el responsable de la violación, ya sean los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y/o las empresas distribuidoras, deben hacerse cargo del respectivo costo de la Generación Obligada necesaria para resolver el problema de reactivo de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico. La definición de las necesidades y el monto de la generación obligada por incumplimiento de las obligaciones de un agente deberá tener una justificación técnica adecuada.

B Incumplimiento de los Generadores

Art.139 Si la disponibilidad de reactivo de un Generador resultase inferior a lo comprometido, y fuese detectada por el Centro Nacional de Despacho mediante algún control, deberá abonar una sanción calculada teniendo en cuenta el valor unitario de compensación de potencia reactiva y el valor del reactivo indisponible durante todas las horas en servicio, además de los eventuales costos de la auditoría requerida. El recargo total por indisponibilidad en el generador, se calcula como:

$$\text{Recargo } G_i = \sum_{j=1}^{HsSer_i} (Vr \times MVARInd_{j,i})$$

Donde:

Recargo G_i [Bl.]: Recargo total por indisponibilidad de suministro de potencia reactiva del generador "i".

Vr [Bl. / MVARh]: Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva.

MVARInd_{j,i} [MVARh]: Magnitud en MVAR de la indisponibilidad del generador "i" durante el registro "j". En este caso el registro "j" se considera de duración horaria.

HsSer_i [h]: Cantidad de registros horarios que permanece indisponible el suministro de potencia reactiva del generador "i".

Art.140 Si adicionalmente fuese necesario incorporar a la operación alguna unidad generadora en forma obligada por reactivo en la zona con problemas de reactivo debido al incumplimiento en el rango del factor de potencia de un generador, el responsable de la violación debe hacerse cargo del respectivo costo de la Generación Obligada por reactivo de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales, y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

C Recargo y retribuciones por incumplimiento del Factor de Potencia

Art.141 Los recargos que abonarán los Generadores, Distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, cuando sean causantes de alguna violación en los límites adoptados, que no son utilizadas para retribuir a otro agente del mercado, deberán utilizarse para la reducción de las tarifas de los clientes regulados de las empresas distribuidoras en proporción a la demanda de cada empresa distribuidora si la violación en los límites no lleva a violaciones en los niveles de tensión. De existir tal violación, esos montos deberán utilizarse para la reducción de las tarifas de los clientes finales de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en proporción de la demanda afectada.

Art.142 Los distribuidores no podrán traspasar a sus clientes finales ni los recargos, ni la Generación Obligada, ni el costo por consumo de potencia activa en que incurra un generador cuando opere como compensador sincrónico, cuando la causa de las mismas sea debida a un incumplimiento en su rango de factor de potencia.

Art.143 Cuando un distribuidor, gran cliente o generador en el caso de operar como compensador sincrónico, suministra el reactivo faltante de otro agente, se hará acreedor de una retribución de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los generadores que operen como compensadores sincrónicos recibirán como retribución por el reactivo el monto proporcional calculado sobre la base del valor unitario de compensación de potencia reactiva. Adicionalmente, recibirán el costo del consumo de potencia activa en que incurran por operar como compensador sincrónico
- b) Los Distribuidores y los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión recibirán como retribución por los reactores y capacitores que hayan puesto a disposición un monto proporcional calculado sobre la base del valor unitario de compensación de potencia reactiva. En el caso de los distribuidores esta retribución deberá utilizarse para reducciones tarifarias de sus clientes finales.

SECCIÓN VII.3.4: APLICACIÓN DE LOS RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR NIVELES DE TENSIÓN Y FACTORES DE POTENCIA A LOS AGENTES DEL MERCADO

Art.144 El CND deberá desarrollar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones. Además, deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 de del mes siguiente al analizado.

Art.145 Los reclamos que surjan de la aplicación de los recargos por uno o más agentes deberán ser enviados al Centro Nacional de Despacho a más tardar 7 días después de presentada el informe por parte del CND. Una vez recibido el reclamo por el CND el mismo tendrá hasta 7 días calendario para remitir el Informe Final al ERSP.

Art.146 El ERSP una vez recibido el Informe tendrá hasta 15 días hábiles para decidir sobre el mismo. El CND deberá emitir un documento con los créditos y débitos correspondientes, a partir de la fecha de aprobación del ERSP.

SECCIÓN VII.3.5: PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Art.147 En los casos en que los que prestan el Servicio Público de Transmisión, verifiquen que el incumplimiento de los límites admisibles sea motivado por alguna de las empresas de distribución eléctrica o gran cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, estos podrán aplicar a modo de penalidad un recargo en su facturación. La metodología que establezca el monto de la penalidad y su forma de aplicación deberá ser aprobado previamente por el ERSP y formará parte del presente Reglamento.

Art.148 La penalización, podrá ser aplicada a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, dependiendo de quien sea responsable por el disturbio. En ambos casos la penalización se aplicará en forma de un recargo tarifario en la facturación por el servicio prestado.

Art.149 En el caso en que la perturbación provenga de una empresa de distribución eléctrica, esta deberá localizar al cliente que produce el disturbio en su sistema, y aplicarle lo indicado por la Norma de Calidad de Servicio.

Art.150 De tratarse de un gran cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, existirá la desconexión del servicio si el problema no es rectificado en tres (3) meses, desde el momento en que se le hace notificación formal de su responsabilidad en la inyección de la perturbación.

CAPITULO VII.4 : SUMINISTRO DE INFORMACIÓN**SECCIÓN VII.4.1 : SUMINISTRO DE INFORMACIÓN AL ENTE REGULADOR**

Art.151 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán informar por escrito al ERSP, el desempeño del Sistema Principal de Transmisión de su red de transmisión, en términos de los índices de confiabilidad, comportamiento de los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes; indicando los incumplimientos de los parámetros establecidos por esta norma.

Art.152 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán mantener los registros detallados de las mediciones, y suministrar dicha información de acuerdo al procedimiento a establecer por el ERSP denominado Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión. Estos informes se presentarán según el calendario de puesta en vigencia contenido en el contrato de concesión y lo estipulado en este Reglamento. El ERSP hará público el contenido de los resultados de estos informes.

Art.153 Lo relativo al suministro de información sólo aplica a los prestadores del Servicio Público de Transmisión cuyas instalaciones forman parte del sistema de transmisión.

SECCIÓN VII.4.2 : INFORMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO

Art.154 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión elaborarán un Informe Diario que reportará las interrupciones del servicio ocurridas en las últimas 24 horas y que deberá ser entregado al ERSP. El informe deberá incluir los siguientes puntos:

- a) Fecha, hora y duración de cada interrupción.
- b) MVA interrumpidos.
- c) Equipos afectados.
- d) Agentes del mercado afectados.
- e) Localización de la interrupción.
- f) Causa de la interrupción.

Este informe en su versión Preliminar deberá ser enviado por vía FAX o correo electrónico al ERSP a las 7:30 de la mañana. El Informe definitivo deberá ser enviado dentro del mismo día.

Art.155 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión elaborarán un Informe de acuerdo al procedimiento que se indique en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión, que deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde éste certifica la veracidad de la información suministrada. El informe deberá incluir para cada punto de interconexión lo siguiente:

- a) Número total de interrupciones.
- b) MVA totales interrumpidos.

- c) Duración total acumulada de las interrupciones.
- d) Índices de confiabilidad FMIK y TTIK, a la fecha.
- e) Índices de confiabilidad FMIK y TTIK del año.
- f) Reducción tarifaria por incumplimiento de la norma.

Art.156 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán presentar un Informe de acuerdo al procedimiento que se indique en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión para cada una de las barras de las subestaciones de conexión (punto de interconexión) con las empresas distribuidoras y grandes clientes en el Sistema Principal de Transmisión, que incluya la siguiente información:

- a) Perfil de Tensión.
- b) Tensión máxima y mínima.
- c) Número de intervalos de 15 minutos fuera de los límites permitidos en las tensiones.
- d) Factores de potencias máximos y mínimos en los intervalos horarios de valle y resto.
- e) Número de intervalos de 15 minutos fuera de los límites permitidos en el factor de potencia.
- f) Porcentaje del tiempo fuera de los límites permitidos.
- g) Este informe deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

SECCIÓN VII.4.3 : INFORMACIÓN DEL EFECTO DE PARPADEO Y DE LAS ARMÓNICAS

Art.157 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán elaborar un Informe de acuerdo al procedimiento que se indique en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión que incluya la siguiente información:

- a) Nombre del agente del mercado.
- b) Localización y fecha de la medición exigida al agente del mercado.
- c) Porcentaje del tiempo para el que los criterios son excedidos.
- d) Recargo tarifario al agente del mercado por inyección de disturbios.

Este informe deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

TITULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN**CAPITULO VIII.1 : ASPECTOS GENERALES**

Art.158 El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia tal como lo establece el Artículo 97 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.

Art.159 El régimen tarifario comprenderá lo establecido en el presente título y los procedimientos tarifarios siguientes:

- a) Por el uso y conexión del sistema de transmisión.
- b) Por uso de redes.
- c) Por el servicio de operación integrada.

Art.160 El régimen tarifario permanecerá inalterable hasta tanto se modifique el presente Reglamento. La aplicación del régimen tarifario en cada periodo tarifario y la correspondiente determinación de los parámetros necesarios permitirá definir las formulas tarifarias que se aplicarán en ese periodo tarifario.

Art.161 La Empresa de Transmisión deberá poner a disposición de los agentes los modelos de cálculo de los ingresos máximos permitidos y de los cargos por uso, así como los datos y software que permitan reproducir los cálculos tarifarios establecidos para el periodo vigente, así como las actualizaciones tarifarias anuales. Estos deberán estar disponibles para los agentes en la página web de ETESA.

Art.162 El equipamiento Inicial será exclusivamente el equipamiento que el ERSP apruebe mediante resolución para estos efectos.

Art.163 No tendrán asignados el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, el Cargo por el Servicio de Operación Integrada, el Cargo por Conexión y el Cargo por Uso de Redes, los Usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los sistemas de centrales de mini-hidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de hasta 10 MW, cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional en los términos de la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004.
- b) Los sistemas de pequeñas centrales de hidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de más de 10 MW y hasta 20 MW, por los primeros 10 MW y por los primeros 10 años de operación comercial, en los términos de la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004.

En estos casos ETESA no podrá recuperar el Ingreso no facturado y no percibido a través de los usuarios del sistema de transmisión en los términos de la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004.

Los usuarios acogidos a la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004 son responsables de las inversiones en los equipamientos e instalaciones requeridas para llegar a vincularse al Sistema de Transmisión.

CAPITULO VIII.2: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Art.164 El Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas. El régimen tarifario se aplica tanto para las instalaciones existentes del sistema de transmisión, como para las nuevas instalaciones que se incorporen.

Art.165 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.

Art.166 La Empresa de Transmisión deberá presentar, para aprobación del ERSP, pliegos tarifarios de aplicación a los usuarios del sistema de transmisión de su propiedad siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este Reglamento.

Art.167 El equipamiento de conexión compuesto por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión, no puede ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión a pesar de ser usado por más de un usuario.

Art.168 Los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión serán aplicados a los usuarios directos e indirectos del sistema de transmisión o a un equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario. Para tales efectos se deben tener las siguientes consideraciones:

- a) Cuando el usuario sea un distribuidor con una planta de generación propia mayor a 5 MW (sea ésta propia o de generadores, Autogeneradores y Cogeneradores que le vendan su producción), asumirá los cargos que le correspondan como distribuidor y los asociados a esa generación.
- b) Cuando 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.
- c) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador, cogenerador o un distribuidor que haya instalado un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión con una capacidad individual menor a 5 MW, se tomará en consideración la suma de la capacidad del grupo.
- d) Cuando un cargo ha sido asignado a un usuario indirecto, el usuario directo correspondiente no deberá tener ningún cargo asociado al uso que el usuario indirecto asume de manera directa y diferenciada.

CAPITULO VIII.3 : RED DE TRANSMISIÓN ELECTRICA. EQUIPAMIENTO DE LOS USUARIOS.

Art.169 Cuando un generador, cogenerador o autogenerador esté conectado en cualquier tensión a la red de un distribuidor, o a otro generador, cogenerador o autogenerador o Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el propietario de la red tendrá asignado un ingreso y se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. Este cargo al generador, cogenerador o autogenerador puede ser nulo en caso de que el incremento de flujo de carga producido por el usuario reduzca el flujo en la red del distribuidor y será independiente y adicional del que le corresponda por ser usuario indirecto del sistema de transmisión.

Art.170 Cuando un distribuidor esté conectado a un generador, a un cogenerador, a un autogenerador o Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el propietario de la red tendrá asignado un ingreso y se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. Este cargo al distribuidor será independiente y adicional del que le corresponda por ser usuario indirecto del sistema de transmisión.

Art.171 Cuando un distribuidor esté conectado a la red de otro distribuidor, se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a la metodología establecida en el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización vigente.

Art.172 Cada usuario cuya red es usada por otro usuario en los términos del presente Capítulo deberá presentar, para aprobación del ERSP, pliegos tarifarios de aplicación a sus usuarios siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este Reglamento.

TITULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**CAPITULO IX.1 : DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES****SECCIÓN IX.1.1 : COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Art.173 Se selecciona una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, tal como lo establece el Artículo 101 de la Ley N° 6 del 3 de Febrero de 1997. Se definen indicadores para la empresa comparadora llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Art.174 Los indicadores de costos eficientes para el Sistema Principal de Transmisión y para el de Conexión utilizados para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:

- a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ($OMT\%^{M*}$), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.

- b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ($ADMT\%^{M*}$), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.

Art.175 Los indicadores $OMT\%^{M*}$ y $ADMT\%^{M*}$ de la Empresa Comparadora permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.

Art.176 Los activos eficientes para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración serán determinados a partir del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos del sistema principal de transmisión y de conexión.

SECCIÓN IX.2 COSTOS EFICIENTES DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA PRINCIPAL O DE LOS ACTIVOS DE CONEXIÓN NO EJECUTADOS POR ACUERDO ENTRE PARTES

Art.177 Los costos que se podrán activar para cada activo del Sistema de Transmisión a partir de la aplicación del presente Reglamento serán:

- a) Los costos obtenidos a través de un proceso de libre competencia que se consideren eficientes.
- b) Los costos regulados como eficientes por el ERSP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son: Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección. Considerándose los siguientes parámetros para determinar los costos eficientes:
- (i) Diseño: 3 % del costo base del equipamiento.
 - (ii) Ingeniería: 4 % del costo base del equipamiento.
 - (iii) Administración: 4 % del costo base del equipamiento.
 - (iv) Inspección: 3 % del costo base del equipamiento.
- c) Los Costos de Indemnización y Mitigación del Impacto Ambiental.
- d) Los costos adicionales justificados.

CAPITULO IX.2 : INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

Art.178 El ingreso permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica en el período tarifario tiene en cuenta las actividades realizadas por la Empresa de Transmisión que no correspondan a las actividades asignadas en la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997 (actividades no reguladas). De existir tales actividades que utilicen algunos activos de transmisión para otros fines se considerará parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión será determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente formula:

$$FAACTST = (IPT / (IPT + 0.8INR))$$

Donde:

FAACTST: es el factor de ajuste.

IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPCT) o del sistema principal (IPSPT).

INR: el ingreso bruto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades reguladas en el período.

En consecuencia se deberá realizar el cálculo de los ingresos máximos permitidos considerando que no existen actividades no reguladas.

A partir del cálculo del factor de ajuste se deberá realizar el ajuste de los activos a asignar a la actividad de transmisión tomando en cuenta la siguiente fórmula:

$$ACTST = ACT * FA$$

Donde:

ACTST: Valor ajustado de los activos ya sean del sistema principal o de conexión, según corresponda.

ACT: En cada caso los valores ACTSPT_i y ACTNSPT_i, ACTCT_i y ACTNCT_i corresponderán al valor de los activos fijos brutos y netos utilizados para actividades reguladas sean de conexión (ACTC) o del sistema principal (ACTSP).

Las variables ACTSPT_i y ACTNSPT_i, ACTCT_i y ACTNCT_i son definidas posteriormente en el presente Reglamento.

Con el valor de los activos brutos y netos ajustados finalmente se evaluarán los ingresos máximos permitidos de la actividad de transmisión.

Art.179 El ingreso permitido por la actividad de Transmisión en el período tarifario se determinará como:

$$IPT = IPSPT + IPCT$$

Donde:

IPT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año i de la Empresa de Transmisión en el período tarifario.

IPSPT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año i para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el período tarifario.

IPCT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema de transmisión en el período tarifario.

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

Art.180 Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión. Los ingresos máximos permitidos IPSPT_i a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPSPT_i = ADMTSP_i + OMTSP_i + ACTSPT_i * DEP\% + ACTNSPT_i * RRT + GA$$

Donde:

IPSPT_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMTSP_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario. ADMTSP_i se obtiene de:

$$ADMTSP_i = ACTSPT_{efi} * ADMT\%^{M*}$$

OMTSP_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario. OMTSP_i se obtiene de:

$$OMTSP_i = ACTSPT_{efi} * OMT\%^{M*}$$

ACTSPT_{efi}: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión.

ACTSPT_i: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPT_l correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i).

ACTNSPT_i es el valor neto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPT_l correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión en cada año calendario (i).

DEP%: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el artículo 101 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.

GA: los costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. Estos costos deben cubrir la generación obligada esperada requerida en el Sistema Principal de Transmisión en los despachos programados para el periodo tarifario en la condición de sistema de transmisión completo y en la condición de sistema de transmisión con elementos indisponibles, considerando la probabilidad correspondiente. ETESA deberá presentar los procedimientos y metodologías empleadas para su estimación a la aprobación del ERSP.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el plan de expansión del sistema de transmisión aprobado por el ERSP a la fecha de cálculo de los ingresos máximos permitidos. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de

utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPST. Se deberá considerar asimismo los activos eficientes que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, como informática, edificios, etc..

IPSPT se calculará como el Valor Presente Neto de los valores anuales IPSPT_j correspondientes al año tarifario j, siendo:

$$IPSPT_j = (IPSPT_i + IPSPT_{i-1})/2$$

Donde para un año tarifario j, el año i y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario, y que van del 1 de julio del año i-1 al 30 de junio del año i.

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

SECCIÓN IX.2.2 : INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Art.181 Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión al sistema de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPCT_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT$$

Donde:

IPCT_i es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

DEP% y RRT son las variables previamente definidas.

ADMCT_i: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

ADMCT_i se obtiene de:

$$ADMCT_i = ACTCT_{efi} * ADMT\%^{M*}$$

OMTCT_i: es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario. El valor de OMTCT se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTCT_i = ACTCT_{efi} * OMT\%^{M*}$$

ACTCT_{efi} es el valor bruto de los activos fijos eficientes de conexión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo ACTCT_m de las instalaciones eficientes correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTCT_i: es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCT_m correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCT_i: es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCT_m correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

Los activos a considerar cada año i serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el plan de expansión aprobado por el ERSP a la fecha de cálculo de los ingresos máximos permitidos. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPCT.

IPCT se calculará como el Valor Presente Neto de los valores anuales IPCT_j correspondientes al año tarifario j, siendo:

$$IPCT_j = (IPCT_i + IPCT_{i-1})/2$$

Donde para un año tarifario j, el año calendario (i), y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario.

CAPITULO IX.3 : CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

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

Art.182 Las tarifas por el acceso y uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, se dividirán en cargos por conexión y uso de las redes de transmisión, tal como establece el artículo 102 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.

- a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.

- b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le imputan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de confiabilidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.



Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario, que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

- d) Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se

asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del Sistema Principal de Transmisión a pesar de ser usado por más de un usuario.

- e) Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.
- f) Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.
- g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.
- h) Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la última fracción del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar dicho cargo en los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.
Cuando esté comprometido el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá en ese período será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.
- i) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red, consistente con la definición de equipamiento inicial y refuerzo del sistema.
- k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener

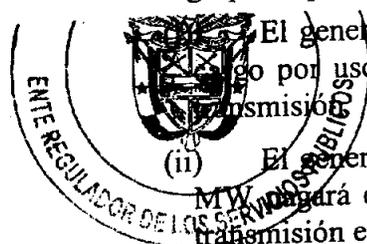


la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.

- l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año del período tarifario.
- m) El uso esporádico tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo cuando se trata de cargos positivos y de cero cuando se trate de cargos negativos. El cargo mensual correspondiente al nodo de inyección/extracción de la generación/demanda esporádico por unidad de potencia [MW] dividido entre 730 horas será el cargo por unidad de energía [MWh] aplicado a esa generación/demanda esporádica. El 95% de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado a la Empresa de Transmisión Eléctrica como un incentivo. El uso esporádico sólo podrá ser autorizado por el Centro Nacional de Despacho si existe capacidad remanente en el sistema de transmisión.

En las transacciones con agentes de otros países el cargo por uso esporádico será aplicado sólo para el caso de las importaciones.

Considerando lo establecido en la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004, los Usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación eólica conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, pagarán el cargo por uso con base en el cargo esporádico que le corresponda de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación en la siguiente forma:



- (i) El generador eólico cuya capacidad instalada sea de hasta 10 MW no paga el cargo por uso esporádico independientemente de la energía inyectada a la red de transmisión.
 - (ii) El generador eólico cuya capacidad instalada es de más de 10 MW y hasta 20 MW pagará el cargo por uso esporádico sólo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los 10 MWh.
 - (iii) El generador eólico cuya capacidad instalada sea mayor a los 20 MW pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión.
- n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de ETESA en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. La demanda máxima anual no coincidente suministrada por los agentes consumidores será válida durante los cuatro años de vigencia de las fórmulas tarifarias. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:
 - (i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerará la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.

- (ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.
- (iii) En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual no coincidente real del agente consumidor superó la demanda prevista. De ser así se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. De ser menor no corresponderá ningún ajuste.
- o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la capacidad instalada del mismo. De ser mayor la capacidad instalada de lo previsto corresponderá un ajuste en el cargo asignado. Si la capacidad instalada es menor de lo previsto, no corresponderá ningún ajuste en el cargo asignado.
- p) En el caso de autogeneradores y cogeneradores, en la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará la máxima potencia inyectada real. Si la máxima potencia inyectada superó la máxima potencia prevista, se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. Si por el contrario la máxima potencia inyectada resultó menor que la máxima potencia prevista, no corresponderá ningún ajuste.

SECCIÓN 13.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS

Art. 183 Los cargos por uso y los cargos por conexión serán actualizados para tener en cuenta las variaciones de precios a través del Índice de Precios al Consumidor. Estos cargos se ajustarán de acuerdo con la siguiente fórmula:

Cargo por Uso:

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0)] * \text{CAES}_i * \text{Cargo}_{i0}$$

Cargo por conexión:

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0)] * \text{Cargo}_{i0}$$

Donde:

Cargo_{i0}: es el cargo tarifario determinado a la fecha base de cálculo para el año i.

Cargo_{ii}: es el cargo tarifario para el año i actualizado al año i.

IPC₀: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_i: es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.

CAES_i: Coeficiente de Actualización Estructural. El CAES considera las variaciones en las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo, las variaciones en la demanda y/o capacidad instalada y las variaciones en las estimaciones de los costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento.

Art.184 Los cargos por uso serán actualizados anualmente (cada año tarifario) y para esta actualización no se requiere la aplicación de la metodología de cálculo de los cargos por uso utilizada en la determinación inicial de dichos cargos. La actualización de los cargos por uso debe considerar:

- a) Las diferencias en el año calendario anterior entre la fecha de ingreso o egreso efectivo de un equipamiento y la fecha prevista en el cálculo tarifario. En el caso de adelantos sólo serán considerados aquellos que sean justificados ante el ERSP.
- b) El desplazamiento de las fechas de ingreso del equipamiento es sólo al efecto de la actualización de cargos y no afecta las responsabilidades que tiene la empresa de transmisión respecto al cumplimiento de las fechas comprometidas.
- c) El incremento o decremento de ingresos por diferencia entre la demanda o la capacidad instalada prevista y la demanda o capacidad instalada real en la aplicación de los cargos por uso.

d) Los cambios en los requerimientos de generación obligada por variaciones de los costos permitidos en el ingreso máximo permitido con respecto a los costos reales de generación obtenidos y otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del sistema de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento.

La variación de ingresos relacionada con las fechas de ingreso o egreso efectivo de un equipo, cambios en la demanda y/o capacidad instalada prevista y a cambios en GA, producida en el año tarifario anterior n-1 con respecto a los ingresos previstos, se asignará a los años tarifarios restantes multiplicando por un coeficiente de actualización estructural CAES_i. La fórmula general del CAES_i es la siguiente:

$$CAES_i = \left[\left[\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1} \right] +/- \left[IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1} \right] \right] / \sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}$$

Donde:

$IPSPT_{n-1prev}^{n-1}$: es el ingreso previsto para el año calendario anterior a la fecha de diciembre de n-1.

$IPSPT_{n-1real}^{n-1}$: es el ingreso real, recalculado con fechas reales, en el año calendario anterior a la fecha de diciembre de n-1.

$\sum_n^4 IPSPT_i^{n-1}$: es la sumatoria del ingreso previsto para los años restantes del período tarifario (i) restantes a la fecha de diciembre de n-1.

+/- : en los casos donde la diferencia entre $IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1}$ es positivo se utiliza el signo negativo de la fórmula. Para los casos donde la diferencia entre $IPSPT_{n-1prev}^{n-1} - IPSPT_{n-1reales}^{n-1}$ es negativo se utiliza el signo positivo de la fórmula.

La variación de ingresos correspondiente al último año del período tarifario se asignará como un adicional a considerar en el próximo período tarifario.

- f) En cada caso la metodología de cálculo del CAES debe considerar lo siguiente:

(i) Cálculo del CAES por variaciones en las fechas de "inicio de operación comercial" con respecto a las fechas reales comprende lo siguiente:

(i.1) Primero: Recalcular el nuevo ingreso máximo permitido, corregido con las fechas reales de inicio de operación de los proyectos terminados durante el año examinado, con el modelo utilizado en el cálculo del IMP aprobado.

(i.2) Segundo: Calcular la diferencia de ingresos, según la fórmula establecida en el régimen, para la cual se considera que: el ingreso previsto corresponde al estimado en el IMP 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. Para el primer periodo de análisis el importe a comparar, en el cálculo del CAES por fecha de inicio de operación comercial, corresponde a la mitad del renglón de IPSPT, del año calendario inicial

(i.3) Tercero: ETESA deberá informar las fechas de finalización de los proyectos en una "Declaración Jurada de Proyectos del Sistema Principal de Transmisión terminados durante el año anterior". Las fechas de sub-proyectos puestos en operación comercial en diferentes fechas, se consignarán como el promedio ponderado de las fechas y los montos respectivos.

(ii) Cálculo del CAES por cambios de la demanda y la capacidad prevista con respecto a la real, considerando:

(ii.1) IPSPT-previsto: El Ingreso de la demanda y la capacidad previstas, corresponde al que resulta del producto de los cargos aprobados multiplicados por la serie de demanda y capacidad prevista.

(ii.2) IPSPT-real: corresponde al que se obtiene de multiplicar los cargos aprobados por la demanda y la capacidad real facturada.

(ii.3) IPSPT: corresponde al ingreso previsto del periodo remanente contenido en el modelo de cargos por uso aprobado.

(iii) Cálculo del CAES por variaciones en las estimación del GA previsto con respecto al real.

(iii.1) IPSPT-previsto: El GA previsto.

(iii.2) IPSPT-real: El GA real, el cual debe corresponder con la generación obligada resultante de los costos de generación obligada u otros costos adicionales del mercado mayorista relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en este Reglamento, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. ETESA previo a la actualización debe someter este valor a consideración del ERSP.

(iii.3) IPSPT: corresponde al ingreso previsto del periodo remanente contenido en el modelo de cargos por uso aprobado.



SECCIÓN IX.3.3 : CARGOS POR CONEXIÓN

Art.185 Los cargos por conexión en aquellas conexiones propiedad de la Empresa de Transmisión se definirán por equipamiento típico "et" (CX_{et}) y serán determinados a partir de los ingresos máximos permitidos por cada conexión:

- a) CXS34.5 campo de salida de 34.5 kV (Balboas/salida).
- b) CXS115 campo de salida de 115 kV (Balboas/salida).
- c) CXS230 campo de salida de 230 kV (balboas/salida).
- d) CXTR transformador reductor (Balboas/MVA).
- e) CXL115 KV línea de 115 kV (Balboas/Km).
- f) CXL230 línea de 230 kV (Balboas/Km).

En el caso de que en algunas de las conexiones definidas existan equipamientos de características diferenciadas podrá realizarse la división correspondiente.

Art.186 Los cargos por conexión de cada equipamiento típico se determinaran con el siguiente procedimiento:

- a) Se determinará el ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el año calendario (i) (IPCT_{vnr_i}) según la siguiente formula:

$$IPCT_{vnr_i} = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCTef_i * DEP\% + ACTCTef_i * RRT$$

Siendo IPCT_i, ADMCT_i, OMTCT_i, ACTCTef_i, DEP% y RRT las variables definidas anteriormente.

- b) Se determina el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el período tarifario (IPCT_{vnr}) y el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión para el periodo tarifario (IPCT).
- c) Se determina el coeficiente de adaptación de los activos para el período definido como:

$$FA = IPCT / IPCT_{vnr}$$

- d) Se determina el valor de los cargos de conexión CX_{cxj} para cada tipo de conexión "cx" utilizando la siguiente formula:

Para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario:

$$CX_{cxj} = (ADMCT_{cxj} + OMTCT_{cxj} + ACTCTef_{cxj} * DEP\% + ACTCTef_{cxj} * RRT) * FA$$

Para las instalaciones que se incorporan:

$$CX_{cxj} = (ADMCT_{cxj} + OMTCT_{cxj} + ACTCTef_{cxj} * DEP\% + ACTCTef_{cxj} * RRT)$$

Siendo ADMCT_{cxj}, OMTCT_{cxj}, ACTCTef_{cxj} las mismas variables definidas anteriormente, pero referidas a cada uno de los equipamientos unitarios para los que se calcula el cargo de conexión.

Art.187 Los cargos por conexión a la red de transmisión en cada año calendario (i) se calcularán sobre la base de los activos de conexión puesto a disposición por la Empresa de Transmisión y serán pagados por los usuarios vinculados por esa conexión.

Art.188 De haber un equipamiento de conexión compartido o de existir una conexión que no ha sido diseñada como del sistema principal, cada usuario u del mismo abonará una proporción (PROP_{ui}) del cargo total por conexión del equipamiento en función a su potencia requerida para cada año tarifario (i), determinando como:

- a) Si la potencia inyectada/extraída del usuario u no es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento luego de su conexión:

$$PROP_{ui} = 0$$

- b) Si la potencia inyectada/extraída del usuario u es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento luego de su conexión:

$PROP_{ui} = C_{instui} / \sum_g C_{instgi}$ de ser los agentes productores los que producen el máximo requerimiento.

$PROP_{ui} = P_{ma_{ui}} / \sum_m P_{ma_{di}}$ de ser los agentes consumidores los que producen el máximo requerimiento.

Donde:

C_{instgi} [MW]: la capacidad instalada del generador "g" en el año tarifario "i".

$\sum_g C_{instgi}$: la sumatoria de la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g" que es usuario de la conexión en el año tarifario "i".

$P_{ma_{di}}$ [MW]: la demanda máxima anual no coincidente de las demandas "d" en el año tarifario "i".

$\sum_m P_{ma_{di}}$: la sumatoria de la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d" que son usuarias de la conexión en el año tarifario "i".

- c) De ser un equipamiento que está sobredimensionado para el uso presente la sumatoria $\sum_g C_{instgi}$ y $\sum_m P_{ma_{di}}$ será igual a la capacidad nominal sin sobredimensionamiento de ese equipamiento.

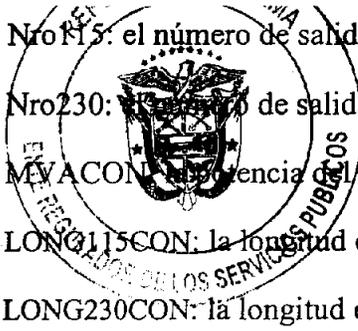
Art.189 El cargo por conexión de cada usuario será:

$$CXCONE_{ui} = (CXS34.5 * Nro34.5 * PROP_{cx_{ui}} + CXS115 * Nro115 * PROP_{cx_{ui}} + CXS230 * Nro230 \text{ kV} * PROP_{cx_{ui}} + CXTR * MVA_{CON} * PROP_{cx_{ui}} + CXL115 \text{ kV} * LONG115CON * PROP_{cx_{ui}} + CXL230 * LONG230CON * PROP_{cx_{ui}})$$

Siendo:

$PROP_{cx_{ui}}$: la proporción del cargo total por conexión por cada equipamiento de conexión involucrado "cx" que el usuario u debe abonar el año "i".

Nro34.5: el número de salidas de 34.5 kV en la conexión del usuario u



Nro115: el número de salidas de 115 kV en la conexión del usuario *u*
 Nro230: el número de salidas de 230 kV en la conexión del usuario *u*
 MVA CON: la potencia del transformador de la conexión del usuario *u* en MVA
 LONG115CON: la longitud en km de la línea de 115 kV de la conexión del usuario *u*
 LONG230CON: la longitud en km de la línea de 230 kV de la conexión del usuario *u*

SECCIÓN IX.3.4 : CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Art.190 La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se realizará sólo para el cálculo inicial de los cargos y la misma se compone de los siguientes pasos:

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión que tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se los considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Cálculo de la Matriz de Factores de Transferencia de Potencia (Matriz- β)

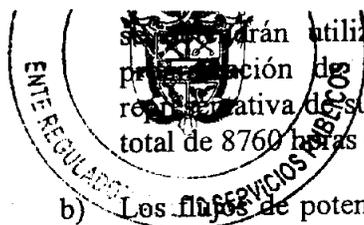
- a) Para cada topología resultante del Sistema de Transmisión de Electricidad se calcularán los flujos incrementales de potencia activa en cada línea del Sistema de Transmisión de Electricidad que resultan de un incremento neto de 1 [MW] de generación en cada nodo del modelo que es compensado en el nodo de referencia. Se construye así, para cada topología de red, la denominada Matriz β [n° de líneas x n° de nodos] cuyo coeficientes $\beta_{l,k}$ serán iguales al incremento de flujo en la línea "l" producido por la inyección de 1 MW en el nodo "k", totalmente compensado por un incremento de demanda en el nodo de referencia. Se considerará como la Matriz β de cada año tarifario, aquella que represente la topología que tenga mayor duración o que predomine durante dicho año.

Se selecciona como nodo de referencia el nodo Panamá 115 kV para el cálculo de los cargos que permiten recuperar los costos asociados a los refuerzos del sistema.

- b) Para el cálculo de los flujos incrementales se utilizará un modelo de flujos de carga de desacoplado rápido tipo "DC Load Flow", sin resistencias y todas las tensiones de nodo igual a 1.0 p.u.

Paso 3: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

- a) Se considerarán hasta tres (3) escenarios típicos para cada año tarifario: representativos de un año seco / medio / húmedo, en horas de máxima demanda. Estos estados de carga



se utilizarán utilizando el modelo de despacho de cargas que se utiliza para la programación de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativa de su probabilidad de ocurrencia, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

- b) Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia similar al utilizado para determinar la Matriz β . La demanda y la generación deberán estar representadas por separado, tanto para usuarios directos como indirectos del Sistema de Transmisión de Electricidad.

Nota: Los sentidos positivos (+) de los flujos de potencia activa en cada línea deben coincidir con los considerados para determinar los flujos incrementales de la Matriz β .

Paso 4: Determinación del costo unitario de los elementos que forman parte del sistema principal de transmisión.

- a) Los ingresos máximos permitidos que cubren los costos del Sistema Principal de Transmisión (IPSPT_i) aprobados por el ERSP, determinados para cada año tarifario, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.
- b) Para cada año tarifario (i), se calcula el costo equivalente por unidad de longitud las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión "v", como:

$$CU_{vi} = \text{IPSPT}_{vi} / \sum_l (LO_{li})$$

Donde:

i: es cada año tarifario.

v: es cada uno de los niveles de tensión del sistema principal de transmisión.

CU_{vi} : es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión "v" del año tarifario (i).

l_i : es cada una de las líneas del Sistema Principal de Transmisión con nivel de tensión v, que forman parte del Sistema Principal de Transmisión en el año tarifario (i).

LO_{li} : es la longitud de la línea l.

Paso 5: Se divide el Sistema Principal de Transmisión en dos subsistemas: El subsistema denominado "Equipamiento Inicial" aprobado por el ERSP mediante Resolución. El subsistema denominado "Refuerzos del Sistema" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario.

Paso 6: Los cargos zonales correspondientes a la generación y la demanda que permiten recuperar el costo asociado a cada línea que forma parte del "Equipamiento Inicial" ($CZONI_i$ (G/D)) resultarán del producto del costo reconocido para el Equipamiento Inicial en cada año del periodo tarifario y de un Factor de Proporcionalidad (FP(Z)) determinado en función de los

cargos efectivos tributados por los agentes del mercado durante el período histórico de junio de 2001.

La siguiente tabla indica los Factores de Proporcionalidad del equipamiento inicial a considerar para cada zona, en donde los factores de proporcionalidad consideran la nueva clasificación de las zonas tarifarias que se presentan más adelante en este Reglamento.

Factores de Proporcionalidad (FPz) del Equipamiento Inicial

	Demandas	Generadores
Zona 1	-4,388%	0,000%
Zona 2	0,000%	43,792%
Zona 3	0,000%	14,159%
Zona 4	-7,047%	0,000%
Zona 5	1,676%	0,000%
Zona 6	2,797%	-1,144%
Zona 7	53,647%	-3,996%
Zona 8	0,000%	1,052%
Zona 9	3,315%	-3,863%
Zona 10	0,000%	0,000%

El cargo resultante para cada zona que recupera el costo reconocido del Equipamiento Inicial resulta para cada año de la siguiente expresión:

$$CRECI_i = \sum_l (LO_{li} * CU_{vi})$$

$$CZONI_{i,z} (G/D) = FP_z (G/D) * CRECI_i$$

Donde:

CRECI_i: Costo Reconocido para el Equipamiento Inicial en el año tarifario (i).

CZONI_{i,z} (G/D): Cargo Zonal por Equipamiento Inicial correspondiente a la zona "Z" para la generación y demanda respectivamente, en el año tarifario (i).

l: cada una de las líneas con nivel de tensión v que pertenecen al Equipamiento Inicial.

FP_z (G/D): Factor de Proporcionalidad correspondiente a la Zona Z para la generación y demanda respectivamente.

Paso 7: Se asignará el cargo nodal correspondiente a la generación y la demanda de cada nodo "k" del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a cada línea correspondiente a los Refuerzos del Sistema que forman parte del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario (i), utilizando la siguiente expresión:

$$CNODR_{ki} (G/D) = \sum_e \sum_l [T_e / 8760 * CUA_{lei} * LO_{li} * \%USOR_{lkei} (G/D)]$$

$$CUA_{lei} = CU_{vi} * ABS(F_{lei}) / FMAX_l$$

$$FI_{lkei} (G) = + MAX [0, G_{kei} * \beta_{lkei} / F_{lei} * ABS (F_{lei})]$$

$$FI_{lkei} (D) = + MAX [0, - D_{kei} * \beta_{lkei} / F_{lei} * ABS (F_{lei})]$$

$$FIT_{lei} = \sum_{ck} [FI_{lkei} (G) + FI_{lkei} (D)]$$

$$\%USOR_{lkei} (G) = FI_{lkei} (G) / FIT_{lei}$$

$$\%USOR_{lkei} (D) = FI_{lkei} (D) / FIT_{lei}$$

Donde:

l: es cada una de las líneas que no forma parte del Equipamiento Inicial.

CNODR_{ki} (G/D): es el cargo nodal correspondiente a los Refuerzos del Sistema que le corresponde a la generación y la demanda del nodo "k" del Sistema de Transmisión en el año tarifario (i).

CUA_{lei}: es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea "l", en el estado operativo "e" del año tarifario "i".

T_e: es la duración [h] asignada a cada estado operativo "e".

%USOR_{lkei} (G/D): es el porcentaje de uso que realiza la generación y la demanda del nodo "k", de la línea "l" en el estado operativo "e" del año tarifario "i".

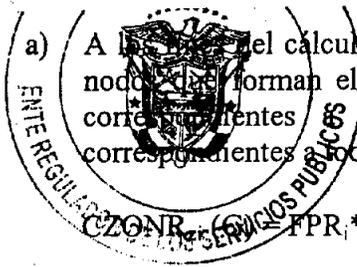
FI(G)_{lkei} [MW]: es el Flujo de Potencia Activa Incremental en la línea "l" producido por la generación del nodo "k" en el estado operativo "e" del año tarifario "i".

FI(D)_{lke} [MW]: es el Flujo de Potencia Activa Incremental en la línea "l" producido por la demanda del nodo "k" en el estado operativo "e" del año tarifario "i".

MAX: es la función matemática que indica el máximo valor de los argumentos pertenecientes a esa función.

FIT_{lei} [MW]: es el Flujo Incremental Total en la línea "l" correspondiente al estado operativo "e" del año tarifario "i".

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso zonales.



- a) A los efectos del cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, los nodos que forman el Sistema de Transmisión serán agrupados en zonas. Los cargos correspondientes a cada zona resultarán de la suma de los cargos nodales correspondientes a todos los nodos pertenecientes a una misma zona.

$$CZONR_{zi} = FPR_i * \sum_{kz} (CNODR_{kzi} (G))$$

$$CZONR_{zi} (D) = FPR_i * \sum_{kz} (CNODR_{kzi} (D))$$

$$FPR_i = CRECR_i / \sum_k [(CNODR_{ki} (G)) + (CNODR_{ki} (D))]$$

$$CRECR_i = \sum_l (LO_{li} * CU_{v_i})$$

Donde:

l: es cada una de las líneas del Sistema Principal de Transmisión con nivel de tensión *v*, que forman parte de los Refuerzos del Sistema.

kz: es cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona "z".

k: es cada uno de los nodos del Sistema de Transmisión de Electricidad.

CZONR_{zi} (G/D): son los cargos zonales, para la generación y la demanda respectivamente, correspondiente a los Refuerzos del Sistema en el año tarifario (i).

FPR_i : es el Factor de Proporcionalidad correspondientes a los Refuerzos del Sistema en el año tarifario "i".

CRECR_i : Costo Reconocido del equipamiento que forma parte de los Refuerzos del Sistema en el año tarifario (i).

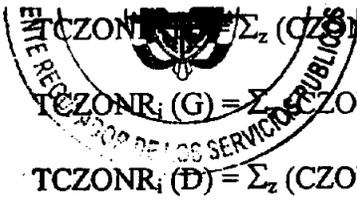
- b) Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, surgen de asignar a cada zona los costos zonales, referentes al "equipamiento inicial" más el correspondiente al resto de las instalaciones, corregidos de forma tal que la generación y la demanda abonen respectivamente 70% y 30% de los costos totales. Los cargos, para el año tarifario (i) en la zona "z" correspondientes a la generación y la demanda, resultan de las siguientes expresiones:

$$TTRAI_i = CZONI_i (G) + CZONI_i (D)$$

$$TTRAR_i = CZONR_i (G) + CZONR_i (D)$$

$$TTRAT_i = TTRAI_i + TTRAR_i$$

$$TCZONI_i (G) = \sum_z (CZONI_{zi} (G))$$



$$TCZONI_i (G) = \sum_z (CZONI_{zi} (G))$$

$$TCZONI_i (D) = \sum_z (CZONI_{zi} (D))$$

$$TCZONR_i (G) = \sum_z (CZONR_{zi} (G))$$

$$TCZONT_i (G) = TCZONI_i (G) + TCZONR_i (G)$$

$$TCZONT_i (D) = TCZONI_i (D) + TCZONR_i (D)$$

$$CXUSO_{zi} (G) = [TCZONT_i (G) + (0.7 * TTRAT_i - TCZONT_i (G)) * (\sum_{gz} (Cinst_{gzi}) / \sum_g (Cinst_{gi}))] / \sum_{gz} (Cinst_{gzi})$$

$$CXUSO_{zi} (D) = [TCZONT_i (D) + (0.3 * TTRAT_i - TCZONT_i (D)) * (\sum_{dz} (Pma_{dzi}) / \sum_d (Pma_{di}))] / \sum_{dz} (Pma_{dzi})$$

Donde:

z: es cada una de las zonas tarifarias definidas en el presente Reglamento

g: es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios directos o indirectos del Sistema de Transmisión.

d: es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes que se encuentran vinculadas al Sistema de Transmisión de Electricidad, siendo por lo tanto usuarios directos o indirectos del Sistema de Transmisión.

TTRAI_i: monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión que cubre los costos asignados al "Equipamiento Inicial" en el año tarifario *i*.

TTRAR_i: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión que cubre los costos asignados al equipamiento que forma parte del denominado "Refuerzos del Sistema" en el año tarifario "*i*".

TTRAT_i: es el monto total a recaudar vía cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión de Electricidad en el año tarifario "*i*".

CZONI_{zi} (G/D): son los cargos por zona, para la generación y la demanda respectivamente, correspondiente al "equipamiento inicial" válidos para la zona "*z*" en el año tarifario (*i*).

TCZONI_i (G): es el total de cargos por zona asociados al "Equipamiento Inicial" correspondiente a los generadores en el año tarifario (*i*).

TCZONI_i (D): es el total de cargos por zona asociados al "Equipamiento Inicial" correspondiente a las demandas en el año tarifario (*i*).



$TCZONT_i (G)$: es el total de cargos por zona asociados al equipamiento que forma parte de los "Refuerzos del Sistema" correspondiente a los generadores, en el año tarifario "i".

$TCZONT_i (D)$: es el total de cargos por zona asociados al equipamiento que forma parte de los "Refuerzos del Sistema" correspondiente a las demandas, en el año tarifario "i".

$TCZONT_i (G)$: es el total de cargos zonales correspondiente a los generadores en el año tarifario "i".

$TCZONT_i (D)$: es el total de cargos zonales correspondiente a las demandas en el año tarifario "i".

$CXUSO_{zi} (G)$: es el cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona "z" validos para el año tarifario "i". El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

$CXUSO_{zi} (D)$: es el cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona "z" validos para el año tarifario "i". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

$Cinst_{gi} [MW]$: es la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g" en el año tarifario "i".

$Cinst_{gzi} [MW]$: es la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g", que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión en la zona "z", en el año tarifario "i".

$Pma_{di} [MW]$: es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d" en el año tarifario "i".

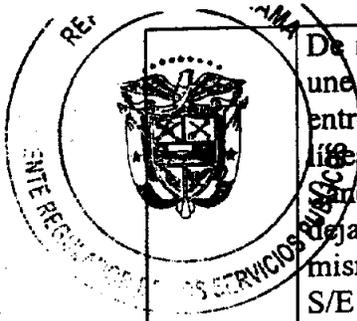
$Pma_{dzi} [MW]$: es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d", que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión en la zona "z", en el año tarifario "i".

CAPITULO IX.4: ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Art.191 Las zonas tarifarias deberán permanecer sin cambios excepto cuando una ampliación de mercado adiciona nuevos nodos que no pueden ser representados razonablemente por las zonas existentes. Estas son las siguientes:

ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

1	Desde la frontera con Costa Rica hasta S/E PROGRESO y hasta donde la línea de transmisión de 230 kV atraviesa el Río Escarrea (cerca de Concepción).
---	--



	<p>De norte a sur, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llanos Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna.</p>
<p>3</p>	<p>Zona 3: Desde la S/E Caldera hasta donde la línea en 115 kV que une las S/E Caldera y S/E Mata de Nance atraviesa el poblado de Dolega.</p>
<p>4</p>	<p>De oeste a este. Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Progreso atraviesa el río Escarrea, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Veladero y S/E Llanos Sánchez atraviesa el río San Pedro.</p> <p>De norte a sur. Desde donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llanos Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna, y desde donde la línea en 115 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Caldera atraviesa el poblado de Dolega.</p>
<p>5</p>	<p>Desde la S/E LLANO SANCHEZ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).</p> <p>Desde la S/E LLANO SANCHEZ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.</p>
<p>6</p>	<p>Desde la S/E CHORRERA hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.</p> <p>Desde la S/E CHORRERA hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.</p>
<p>7</p>	<p>Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.</p> <p>Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.</p> <p>Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río Mamóni (cerca de Chepo).</p>

	<p>Por el Oeste, desde la S/E BAYANO hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo); y por el Este, desde la S/E BAYANO hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.</p>
9	<p>Desde la S/E BAHÍA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.</p>
10	<p>Zona 10: Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta la S/E Changuinola.</p>

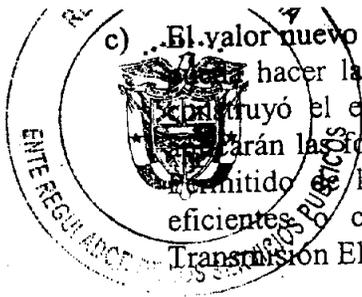
TITULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES

CAPITULO X.1: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO POR USO DE REDES

Art.192 Cuando el acceso de un generador o distribuidor a las instalaciones de un distribuidor requiere que se realicen ampliaciones, éstas deberán ser asumidas en los términos y condiciones que rijan para nuevos clientes del distribuidor de acuerdo a lo establecido en el artículo 41 del Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998.

Art.193 Cuando un generador, distribuidor o Gran Cliente acceda a las instalaciones de un agente del mercado que forman parte de la Red de Transmisión, se le asignará al agente del mercado un ingreso máximo permitido basado en los equipamientos afectados y con la misma metodología que se aplica a la Empresa de Transmisión Eléctrica, considerando como el valor de los activos a remunerar:

- a) El costo de construcción si el equipamiento se compró por un proceso competitivo. En este caso se aplicarán las mismas fórmulas tarifarias establecidas para la determinación del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión, tomando en consideración los parámetros eficientes o comparadores y rentabilidad que se utilizaron para la Empresa de Transmisión.
- b) El valor presente del pago anual (canon) convenido con el suministrador del equipamiento, si éste se adquirió por un proceso competitivo de construcción, financiamiento, operación y mantenimiento, descontada a la tasa de rentabilidad aplicada a la Empresa de Transmisión Eléctrica en el período tarifario correspondiente. En este caso se considerará que el valor resultante es equivalente al que hubiese correspondido de haber empleado las fórmulas tarifarias establecidas para la determinación del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión Eléctrica.



c) El valor nuevo de reemplazo utilizado en el cálculo tarifario o el mejor presupuesto que se hizo para hacer la Empresa de Transmisión con el acuerdo del ERSP cuando el usuario adquirió el equipamiento a su cargo o lo compró por su cuenta. En este caso se utilizarán las formulas tarifarias establecidas para la determinación del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión, tomando en consideración los parámetros eficientes comparadores y rentabilidad que se utilizaron para la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Art.194 El ERSP aprobará el cálculo del Ingreso Máximo Permitido correspondiente ante cada solicitud de acceso o ante una conexión existente a la fecha de entrada en vigencia del régimen tarifario.

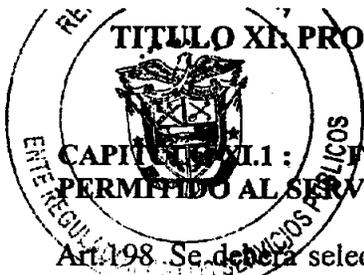
CAPITULO X.2 : CARGO POR USO DE REDES

Art.195 El procedimiento a seguir es idéntico al antes indicado para las líneas que son propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, con las siguientes particularidades:

- a) El 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.
- b) Todas las líneas serán consideradas como que no forman parte del "Equipamiento Inicial".
- c) A los fines de determinar el cargo por uso de redes para los usuarios se considerará los valores de Ingreso Máximo Permitido correspondiente a este equipamiento multiplicado por la relación entre la capacidad requerida (capacidad técnica y económicamente adaptada a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional) y la nominal del equipamiento, cuando el equipamiento fue instalado por el usuario por su decisión.
- d) Al cargo por uso de redes incluirá además un cargo por pérdidas en la red de transmisión y distribución que será el costo económico del incremento positivo o negativo de las pérdidas de energía que introduce el usuario valoradas al precio reconocido al distribuidor por las compras de energía en bloque o por el precio del mercado ocasional, según corresponda. La determinación del incremento será realizada con la misma metodología con que se calculan los factores medios de pérdidas.

Art.196 Cada solicitud de acceso ante un agente deberá ser objeto de un cálculo de Ingreso Máximo Permitido y de un cargo por uso de redes, los cuales deberán ser presentados al ERSP para su aprobación a más tardar dentro de los treinta (30) días posteriores a su recepción.

Art.197 Cada solicitud de aprobación de un cargo por uso de redes deberá ser presentada ante el ERSP con la debida sustentación, incluyendo los cálculos basados en la metodología para el Ingreso Máximo Permitido y la metodología para los cargos por uso. Una vez aprobados los cargos serán facturados directamente por los propietarios de las instalaciones a sus usuarios como cargo por uso de redes.



TÍTULO XI. PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

CAPÍTULO XI.1: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Art.198. Se deberá seleccionar una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión del CND mediante indicadores, tal como lo establece el Artículo 101 de la Ley N° 6 del 3 de Febrero de 1997.

Art.199 Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Art.200 Los indicadores de costos eficientes para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación del sistema integrado (SOI) relacionados con el CND (IPCND_i), serán calculados sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de una Empresa Comparadora específica para esta actividad que son:

- a) La cantidad eficiente de personal y su relación salarial.
- b) La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial.

Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales a) y b) se utilizarán para determinar el ingreso meta eficiente del Centro Nacional de Despacho (IPCND^{M*}). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.

Art.201 Las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario. Toda aquella inversión que supere el monto establecido para inversiones menores deberá tener una aprobación con una metodología equivalente a la aprobación del Plan de Expansión de Corto Plazo, incluida la consulta pública.

Art.202 El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM) será fijado de acuerdo lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997.

Art.203 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI (valor presente de los ingresos máximos permitidos) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$IPSOI_i = IPHM_i + IPCND_i$$

Donde:

IPCND: El ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año i

IPHM: El ingreso real asignado al servicio de hidrometeorología.

CAPITULO XII.2:

CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Art.204. El ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá como un cargo distribuido entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores. El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para el período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Este cargo debe tener identificado la porción que corresponde al componente de hidrometeorología y al componente que corresponde al CND.

Art.205 La calidad de servicio que presta el CND debe ser consistente con los niveles que brinda la Empresa Comparadora.

Art.206 Los cargos por el servicio de operación integrada serán actualizados anualmente:

- a) Para tener en cuenta el servicio que presta efectivamente el CND se determinará el factor de ponderación FP del servicio de despacho entregado el año tarifario anterior.
- b) Para tener en cuenta las variaciones de precios a través del Índice de Precios al Consumidor.
- c) Estos cargos se ajustarán de acuerdo con la siguiente fórmula:

Componente de Hidrometeorología

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0))] * \text{Cargo}_{i0}$$

Componente de CND

$$\text{Cargo}_{ii} = [(0.33 + 0.67 (\text{IPC}_i/\text{IPC}_0))] * \text{FP}_i * \text{Cargo}_{i0}$$

Donde:

Cargo_{i0} : es el cargo tarifario determinado a la fecha base de cálculo para el año i.

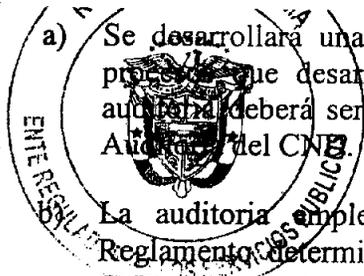
Cargo_{ii} : es el cargo tarifario para el año i actualizado al año i.

IPC_0 : es Índice de Precios al Consumidor a la fecha base de cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_i : es Índice de Precios al Consumidor a Diciembre del año i-1 publicado por la Contraloría General de la República.

FP: factor de ponderación de servicio del CND aplicado al año i y que se evalúa en función del servicio entregado el año i-1.

Art.207 Para la determinación del factor de ponderación del servicio de despacho FP se realizará el siguiente procedimiento:



- a) Se desarrollará una auditoria que permita evaluar el grado de cumplimiento de los procesos que desarrolla el CND de acuerdo a sus obligaciones reglamentarias. La auditoria deberá ser solicitada por ETESA de acuerdo a lo establecido en el Capítulo III del CNE.
- La auditoria empleará los criterios de valorización establecidos en el presente Reglamento, determinando la puntuación de cada uno de los procesos regulados del CND. El puntaje asignado PA a cada proceso estará comprendido entre un máximo del 1 cuando todos los procesos resultan sin observaciones y un mínimo de 0,5 si todos resultan con defecto crítico.
- c) El puntaje de calificación obtenido por cada macroproceso del punto anterior se multiplica por un "factor de costos" (FC) que representa los recursos asignados al proceso respecto del total de los recursos disponibles del CND. El FC para cada proceso se calcula de la siguiente manera:
- (i) Se determina para cada área de la Empresa Comparadora el porcentaje de gastos de personal de la Empresa Comparadora asignado a dicha área sobre el total de gastos en personal del CND y a su vez dentro de cada área el gasto en personal asignado a cada proceso.
 - (ii) El FC de cada proceso será igual al porcentual de gastos de personal que se le asigna al mismo con respecto a los gastos totales en personal.
- d) Finalmente $FP = FC * PA$

CAPITULO XI.3 : AUDITORÍAS DEL CND

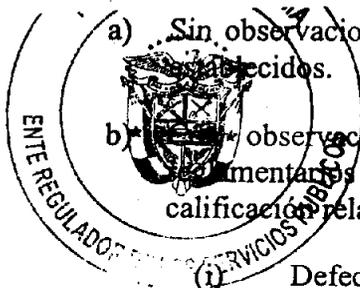
Art.208 Las auditorias que realice ETESA de su servicio del CND deberá proveer:

- a) Una revisión y evaluación objetiva e independiente de las actividades del CND, y de los sistemas de información.
- b) Una convicción razonable sobre el cumplimiento de las obligaciones legales por parte del CND y los agentes del Mercado y la adecuación de los procesos establecidos y la exactitud e integridad de informes emitidos.

Art.209 Las auditorias podrán ser:

- a) Ordinarias: aquellas realizadas todos los años por ETESA para evaluar el cumplimiento de objetivos. Deberá ser efectuada por una Empresa Consultora especializada solicitada mediante un proceso de selección que deberá ser aprobado por el ESRP. El ESRP podrá definir la no realización de esta auditoria durante un año si considera que hay razones suficientes para considerar que el servicio no ha modificado su calidad.
- b) Extraordinarias: ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales importantes que las justifican.

Art.210 La calificación de los procesos o tareas auditadas deberá consistir en definir las cómo:



a) Sin observaciones: cuando el proceso o tarea cumple con los objetivos reglamentarios establecidos.

b) Con observaciones: cuando el proceso o tarea no cumple con los objetivos reglamentarios establecidos. En este último caso, el Auditor debe adicionar una calificación relacionada con la magnitud del defecto:

- (i) Defecto crítico: cuando el defecto produce o puede producir, condiciones de riesgo de incumplimiento sustantivo de los objetivos reglamentarios. Esta calificación declarará inhábil al proceso/tarea para realizar las funciones asignadas.
- (ii) Defecto mayor: cuando el defecto sin ser crítico produce o puede producir, condiciones de riesgo de afectación importante a alguno de los objetivos reglamentarios. Esta calificación declarará que el proceso/tarea debe ser modificado sustancialmente para realizar adecuadamente las funciones asignadas.
- (iii) Defecto menor: cuando el defecto no produce una afectación significativa en los objetivos reglamentarios, pero puede producir una desviación de los requisitos establecidos, con un pequeño efecto reductor sobre los objetivos o sobre la eficiencia de la gestión. Esta calificación declarará que el proceso/tarea debe tener modificaciones menores para realizar adecuadamente las funciones asignadas.
- (iv) Sin opinión: cuando ETESA no ha suministrado información que permita emitir una opinión respecto al proceso o tarea incumpliendo sus obligaciones legales.

TITULO XII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

Art.211 Los costos relacionados con los estudios básicos sobre proyectos serán financiados por el presupuesto nacional, previa aprobación del Ente Regulador y de la Comisión de Política Energética, y serán cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de acuerdo al artículo 82 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997. Los costos de los estudios básicos no forman parte de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Art.212 En los casos en los que se instale equipamiento de conexión en la red de transmisión por otros agentes, la empresa de transmisión deberá ser reconocida por los costos de supervisión de la construcción de esas instalaciones de conexión a incorporar de acuerdo a lo establecido en el artículo 40 del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998. Estos costos de supervisión serán del 4% del valor de los activos reconocidos y se facturarán directamente al agente por la Empresa de Transmisión Eléctrica.

TITULO XIII: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

CAPITULO XIII.1 : SEPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ACTIVIDADES DE ETESA

Art.213 Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:



a) Contable: el servicio de transmisión, el CND, Hidrometeorología, Planificación del servicio de Transmisión, y actividades no reguladas.

b) Dependencia funcional: CND.

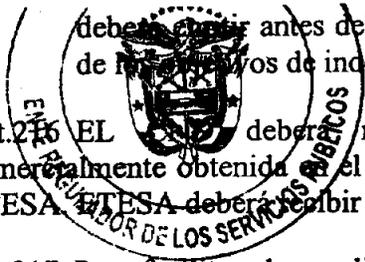
CAPITULO XIII.2 SEPARACIÓN DEL CND

Art.214 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de ETESA de acuerdo a la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las obligaciones establecidas en el Artículo 32 de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.

Art.215 La estructura funcionalmente independiente del CND deberá estar caracterizada por:

- a) la separación contable: Cuentas separadas para las actividades reguladas y las actividades no reguladas dentro de la estructura de ETESA.
- b) Definición del criterio de asignación de costos entre actividades que respondan a una asignación de costos eficientes.
- c) La persona responsable de la dirección del CND no podrá participar en otras actividades de ETESA que no sean las que les corresponda por sus funciones del CND, ni directamente ni indirectamente.
- d) ETESA deberá asegurarse que los intereses profesionales de la persona responsable del CND son considerados razonablemente de modo que sea capaz de una acción independiente.
- e) La dirección del CND tendrá los derechos de decisión necesarios, e independientes del resto de las actividades de ETESA, respecto a sus actividades de coordinación del Mercado y el Sistema. Esto no se opone a la necesaria existencia de mecanismos de coordinación apropiados para asegurar que tanto en el aspecto económico, como en el de responsabilidades económicas ETESA pueda definir los lineamientos a los que se debe sujetar el accionar del CND. En particular, esto permitirá a ETESA aprobar el plan financiero anual, o cualquier instrumento equivalente del CND y límites globales de contratación y niveles salariales y cantidad de personal. No permitirá al resto de ETESA dar instrucciones que afecten decisiones diarias, mucho más cuando estas puedan afectar de manera directa o indirecta los intereses comerciales de ETESA.
- f) EL CND deberá establecer un programa de cumplimiento de las exigencias de disponer de una funcionalidad independiente para el CND y las metodologías de supervisión que empleará al respecto. Este programa deberá ser presentado al ERSP antes del 15 de diciembre de cada año. El programa definirá las obligaciones y derechos específicos de los funcionarios del CND para alcanzar el objetivo requerido. Anualmente ETESA

debe emitir antes del 30 de enero del año posterior un informe sobre el cumplimiento de los requisitos de independencia funcional, que será informado al ERSP y publicado.

Art.216 EL  deberá mantener la confidencialidad de la información sensible comercialmente obtenida en el curso de desarrollo de su servicio incluso para las otras áreas de ETESA. ETESA deberá recibir la misma información que recibe el resto de los agentes.

Art.217 Para facilitar el cumplimiento de sus obligaciones, ETESA deberá asegurar que el CND dispone de sistemas, equipamiento, medios, instalaciones, personal, información y de recursos necesarios para la dirección eficaz y un adecuado funcionamiento del servicio.

TITULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA

Art.218 ETESA es la responsable de hacer las notas de débito (o facturas o créditos de corresponder) y recabar los pagos por los siguientes servicios prestados:

- a) Cargo por Conexión.
- b) Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión.
- c) Cargos por los Servicios de Operación Integrada.

Art.219. Las pérdidas de transmisión así como la generación obligada requerida serán liquidados dentro del Sistema de Transacciones realizado por el CND.

Art.220 Las facturas comerciales de los cargos resultantes de las tarifas por el servicio de despacho, operación integrada y administración del CND y el servicio de Transmisión se realizan mensualmente.

Art.221 Los Participantes tienen el derecho de presentar reclamos a las transacciones informadas por ETESA, con la correspondiente justificación, dentro de un plazo de 15 días de recibida la factura por parte de ETESA. Transcurrido dicho plazo, aquellos datos que no sean observados serán considerados como aceptados por los Participantes y no se podrán presentar reclamos posteriores.

Art.222 En tanto los reclamos sean resueltos, los Participantes deben realizar los pagos de acuerdo a los valores indicados en la Factura, excepto si los mismos son de un monto extraordinario con respecto a los pagos habituales en cuyo caso el ERSP deberá decidir si procede el pago o el reclamo.

Art.223 ETESA deberá analizar los reclamos dentro de un plazo no mayor que 15 días, y realizar los ajustes que correspondan. De no surgir acuerdo con el Participante que presenta el reclamo, ETESA debe elevar el reclamo al ERSP, incluyendo la justificación que presentó el Participante y el motivo de su rechazo por parte de ETESA. El ERSP decidirá en un término no mayor de 20 días hábiles e informará a ETESA para que lo tenga en cuenta en su facturación.

Art.224 ETESA debe incluir los reclamos resueltos como ajustes en las facturas correspondientes al mes en que fue resuelto.

Art.225 Todos los Participantes asumen la obligación de pago en los tiempos y formas que se establezcan.

Art.226 Todos los Participantes deberán integrar un depósito por un monto igual a un mes de los cargos asociados. Dicho monto estará dedicado a cubrir incumplimientos de pago.

Art.227 Si durante la operación comercial de un Participante se registran casos de morosidad y/o falta de pago, el ERSP podrá requerir incrementar el monto en su depósito de garantía a dos o más meses de servicio.

Art.228 Ante una condición de mora y falta de pago, ETESA podrá elevar su reclamo al ERSP, quien evaluará y definirá la sanción a aplicar de acuerdo a la gravedad del incumplimiento, pudiendo incluir intereses punitivos, interrupción del suministro y/o pérdida de la condición de Usuario.

Art.229 Las deudas con ETESA sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa de interés debe ser superior a una tasa definida de referencia. Dicha tasa de referencia debe estar basada en tasas bancarias y/o tasas del mercado financiero local que sean publicadas por la Superintendencia de Bancos y sólo podrán ser mayores a éstas hasta en dos (2) puntos porcentuales.

ANEXO B

Listado de Equipamientos Iniciales

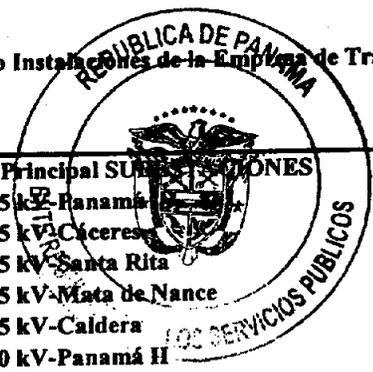
Se consideran equipamientos iniciales los siguientes elementos del sistema y sus equipamientos asociados:

LINEAS

TRAMO		CIRCUITO
DE LA SUBESTACION	A LA SUBESTACION	
Líneas de 115 kV		
Panamá	Las Minas 2	115-3
Panamá	CPSA	115-4A
CPSA	Las Minas 2.	115-4B
Panamá	Cáceres	115-12
Mata de Nance	Caldera	115-15
Mata de Nance	Caldera	115-16
Líneas de 230 kV		
Bayano	Pacora	230-1A
Pacora	Panamá II	230-1B
Panamá II	Panamá	230-1C
Bayano	Panamá II	230-2A
Panamá II	Panamá	230-2B
Panamá	Chorrera	230-3A
Panamá	Chorrera	230-4A
Chorrera	Llano Sánchez	230-3B
Chorrera	Llano Sánchez	230-4B
Llano Sánchez	Veladero	230-5A
Llano Sánchez	Veladero	230-6A
Veladero	Mata de Nance	230-5B
Veladero	Mata de Nance	230-6B
Mata de Nance	Progreso	230-9
Progreso	Frontera	230-10

ANEXO C

Listado Instalaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica S. A. consideradas en el cálculo tarifario para el período tarifario del 1 de julio 2005 al 30 de junio de 2009



Sistema Principal SUBESTACIONES

Patio 115 kV-Panamá
 Patio 115 kV-Cáceres
 Patio 115 kV-Santa Rita
 Patio 115 kV-Mata de Nance
 Patio 115 kV-Caldera
 Patio 230 kV-Panamá II
 Patio 230 kV-Panamá
 Patio 230 kV-Chorrera
 Patio 230 kV-Llano Sánchez
 Patio 230 kV-Veladero
 Patio 230 kV-Mata de Nance
 Patio 230 kV-Progreso
 Patio 230 kV-Guasquitas
 Patio 230 kV-Changuinola

Sistema Principal LÍNEAS

Líneas 115 kV-BLM1-Santa Rita (115-1B, 115-2B)
 Líneas 115 kV-Santa Rita-Cáceres (115-1A, 115-2A)
 Línea 115 V-BLM2-Panamá (115-3)
 Línea 115 kV-CPSA-Panamá (115-4A)
 Línea 115 kV-BLM2-CPSA (115-4B)
 Líneas 115 kV-Panamá-Cáceres (115-12)
 Líneas 115 kV-Mata de Nance-Caldera (115-15, 115-16)
 Líneas 230 kV-Bayano-Pacora (230-1A)
 Líneas 230 kV-Bayano-Panamá II (230-2A)
 Líneas 230 kV-Pacora-Panamá II (230-1B)
 Líneas 230 kV-Panamá II-Panamá (230-1C, 230-2B)
 Líneas 230 kV-Panamá-Chorrera (230-3A, 230-4A)
 Líneas 230 kV-Chorrera-Llano Sánchez (230-3B, 230-4B)
 Líneas 230 kV-Llano Sánchez-Veladero (230-5A, 230-6A)
 Líneas 230 kV-Veladero-Mata de Nance (230-5B, 230-6B)
 Líneas 230 kV-Mata de Nance-Fortuna (230-7, 230-8)
 Líneas 230 kV-Mata de Nance-Progreso (230-9)
 Líneas 230 kV-Progreso-Frontera (230-10)
 Líneas 230 kV-Panamá II-Llano Sánchez (230-12, 230-13)
 Líneas 230 kV-Llano Sánchez-Veladero (230-14, 230-15)
 Líneas 230 kV-Veladero-Guasquitas (230-16, 230-17)
 Líneas 230 kV-Guasquitas-Fortuna (230-18)
 Líneas 230 kV-Fortuna-Changuinola (230-20)

Sistema de Conexión SUBESTACIONES

Patio 34.5 kV-Chorrera
 Patio 34.5 kV-Llano Sánchez
 Patio 34.5 kV-Mata de Nance
 Patio 34.5 kV-Progreso
 Patio 115 kV-Panamá II
 Patio 115 kV-Llano Sánchez
 Patio 115 kV-Progreso
 Patio 115 kV-Charco Azul
 Salida en 115 kV-Panamá-Lojería

Sistema de Conexión LÍNEAS

Líneas 115 kV-Caldera-Estrella (115-17)
 Líneas 115 kV-Caldera-Los Valles (115-18)
 Líneas 115 kV-Caldera-Paja de Sombrero (115-19)
 Líneas 115 kV-Progreso-Charco Azul (115-25)

Sistema Principal Planta General
Sistema Principal Comunicaciones