

DECRETO SUPREMO N° 26094 DE 2 DE MARZO DE 2001

REGLAMENTO DE PRECIOS Y TARIFAS (RPT)

HUGO BANZER SUÁREZ
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 norma las actividades de la Industria Eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional.

Que posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995 fue aprobado entre otros el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad.

Que las reformas estructurales implementadas por el estado en el sector eléctrico, tienen la finalidad de proporcionar un escenario favorable para el incremento de las inversiones privadas en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad.

Que dada la dinámica con que se desenvuelve el sector eléctrico boliviano, así como el avance tecnológico del mismo, es necesario realizar ciertos ajustes a los lineamientos de operación del mercado, de manera que este marco legal refleje y establezca los principios de operación de acuerdo al desarrollo del sector eléctrico nacional.

Que las modificaciones propuestas al Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico relacionadas con la remuneración por potencia, inciden en el Reglamento de Precios y Tarifas, por lo que es necesario adecuar el alcance del Reglamento de precios y Tarifas.

Que el artículo 67 de la Ley de Electricidad N° 1604 faculta al Poder Ejecutivo su reglamentación.

EN CONSEJO DE MINISTROS,

DECRETA:

ARTÍCULO 1.- Se abroga los Decretos Supremos Nos. 25563 de 29 de octubre de 1999; 25592 de 19 de noviembre de 1999; 25968 de 1 de noviembre de 2000 y 26019 de 7 de diciembre de 2000.

ARTÍCULO 2.- Se deroga el Decreto Supremo 24043 de 28 de junio de 1995 en lo que corresponde al Reglamento de Precios y Tarifas, y el artículo 5 del Decreto Supremo N° 24775 de 31 de julio de 1997.

ARTÍCULO 3.- Se aprueba el nuevo Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de

Electricidad en sus 7 Capítulos y 67 Artículos, cuyo texto en Anexo forma parte del presente Decreto Supremo.

El señor Ministro de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico, queda encargado de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, a los dos días del mes de marzo del año dos mil uno.

FDO. HUGO BANZER SUÁREZ, Javier Murillo de la Rocha, Marcelo Pérez Monasterios, Guillermo Fortún Suárez, Oscar Vargas Lorenzetti, José Luis Lupo Flores, Carlos Alberto Goitia Caballero **MINISTRO INTERINO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS**, Carlos Saavedra Bruno, Tito Hoz de Vila Quiroga, Guillermo Cuentas Yañez, Jorge Pacheco Franco, Hugo Carvajal Donoso, Ronald MacLean Abaroa, Claudio Mancilla Peña, Rubén Poma Rojas, Manfredo Kempff Suárez, Wigberto Rivero Pinto.

REGLAMENTO DE PRECIOS Y TARIFAS (RPT)

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1.-(DEFINICIONES). Para los efectos de la aplicación del presente Reglamento se establecen, además de las definiciones contenidas en el artículo 2 de la Ley de Electricidad, las siguientes:

Acceso Abierto. Es la modalidad bajo la cual operan las instalaciones de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, excepto aquellas ejecutadas por acuerdos entre un Consumidor No Regulado y un Transmisor, mismas que no son (están) sujetas a pagos regulados.

Capacidad Efectiva. Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada. Para los efectos de la determinación del Precio Básico de Potencia de Punta, se considerará la temperatura máxima estimada como representativa de las horas que reflejen el período de mayor requerimiento del Sistema Interconectado Nacional. El Comité determinará por Norma Operativa la metodología de detalle para el cálculo de dicha temperatura máxima estimada.

Central. Es el conjunto de una o más Unidades Generadoras ubicadas en un mismo sitio.

Comité. Es el Comité Nacional de Despacho de Carga creado por el artículo 18 de la Ley No. 1604 de Electricidad.

Consumos. Es el conjunto de Distribuidores y Consumidores No Regulados.

Costo de Racionamiento. Es el costo en que incurren los consumidores al no disponer de energía, debido a restricciones de suministro motivadas por sequía o por indisponibilidad prolongada de unidades generadoras, o de equipos de transmisión.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía. Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión. Se calculará, como el costo de la generación requerida por el despacho económico, excluyendo la generación forzada por restricciones de acuerdo a lo definido en este Reglamento. Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora más barata (con el costo asociado a plena).

Para los efectos de definir los niveles de demanda para los que se determinará el costo marginal de corto plazo de energía se establecen los niveles horario y de bloques horarios.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado. Es el Costo Marginal de Corto

Plazo de Energía que, como valor medio, se espera para un período futuro, dadas las condiciones previstas de demanda, transmisión y oferta de energía.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Horario. Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de cada hora del día con los resultados de la operación real para el despacho económico. Define el precio de la energía en el Mercado Spot.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía por Bloque Horario. Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de un bloque de horas.

Costo Marginal de Potencia de Punta. Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema.

El nodo de aplicación del Costo Marginal de Potencia de Punta es aquel nodo para el cual se obtiene el menor costo de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta por kilovatio de potencia inyectada a la red.

Factor de Pérdidas de Energía. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en la unidad marginal.

Factor de Pérdidas de Potencia. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de Potencia de Punta en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta.

Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de potencia en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta y el incremento de Potencia de Punta en el nodo.

Ley de Electricidad. Es la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994.

Mercado. Es el Mercado Eléctrico Mayorista integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra -venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países.

Mercado de Contratos. Es el Mercado de transacciones de compra -venta de electricidad entre Generadores, entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Consumidores No Regulados y entre Distribuidores y Consumidores No Regulados, contempladas en contratos de suministro. Incluye los contratos de importación y exportación con agentes de otros Mercados.

Mercado Spot. Es el mercado de transacciones de compra -venta de electricidad de corto plazo, no contempladas en contratos de suministro.

Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

Parque Generador Disponible. Es el conjunto de unidades de generación, remuneradas por

Potencia Firme o por Reserva Fría o por Potencia de Punta Generada.

Precio Básico de Energía. Para un bloque horario, es un precio tal que multiplicado por cada una de las cantidades de energía correspondientes al bloque horario, proyectadas en un período determinado, produce igual valor actualizado que el producto de cada una de dichas energías por el costo marginal de corto plazo esperado de energía del bloque horario.

Precio Básico de Potencia de Punta. Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta.

Precio de Nodo. Es el conjunto de precios constituidos por el precio de nodo de energía, precio de nodo de potencia de punta, el peaje unitario atribuible a los consumos y el cargo por reserva fría.

Precio de Nodo de Energía. Para cada nodo y cada bloque horario, es el Precio Básico de la Energía del respectivo bloque horario, multiplicado por el Factor de Pérdidas de Energía del nodo.

Precio de Nodo de Potencia de Punta. Para cada nodo, es el Precio Básico de Potencia de Punta multiplicado por el Factor de Pérdidas de Potencia correspondiente.

Potencia Firme. Es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica o central hidroeléctrica para cubrir la garantía de suministro del Sistema Interconectado Nacional, y que a lo sumo será su capacidad efectiva. Se asigna de acuerdo a los criterios y procedimientos generales definidos en el presente Reglamento.

Potencia de Punta. Para el Sistema Interconectado Nacional, es la demanda máxima de potencia que se produce en un período anual, registrada por el sistema de medición comercial. Para un Distribuidor o Consumidor No Regulado es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Interconectado Nacional.

Reserva Fría. Para un área determinada, es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad Generadora remunerada por Potencia Firme.

Servicio de Transporte en Distribución. Es el servicio que prestan los Distribuidores por el uso de sus instalaciones a otros agentes del mercado

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Es el conjunto de instalaciones de transmisión que forman parte del Sistema Económicamente Adaptado definido en la Ley de Electricidad, que han sido aprobadas por la Superintendencia, y que al momento de su incorporación, están dimensionadas de forma tal que constituyan la alternativa de mínimo costo total de inversión, operación, mantenimiento, administración y pérdidas de transmisión, para una determinada demanda y oferta de generación comprometida, manteniendo los niveles mínimos de desempeño establecidos por la Superintendencia.

Superintendencia. Es la Superintendencia Sectorial de Electricidad, creada de acuerdo a la Ley No. 1600 de 28 de octubre de 1994 del Sistema de Regulación Sectorial, y a la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad.

Unidad Generadora. Es la máquina utilizada para la producción de electricidad.

Unidad Generadora Marginal. Es la unidad generadora requerida en un despacho económico, realizado por el Comité de acuerdo con los procedimientos establecidos en el

presente Reglamento, para satisfacer un incremento de demanda.

ARTÍCULO 2. (PRECIOS EN EL MERCADO SPOT Y DE LA RESERVA FRÍA).

Los precios de las transferencias de potencia y energía en el Mercado Spot, serán calculados por el Comité siguiendo lo dispuesto en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.

Los precios de Reserva Fría serán calculados por el Comité siguiendo lo dispuesto en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 3.-(FORMULA DE INDEXACIÓN).

Las empresas eléctricas están autorizadas a efectuar, de acuerdo a las normas del presente Reglamento, los ajustes de sus precios de venta, utilizando las respectivas fórmulas de indexación y a aplicar los valores resultantes.

La fórmula de indexación tiene por objeto mantener el valor del precio al que le sea aplicable. Para los precios máximos de venta del Distribuidor a sus Consumidores Regulados, esta fórmula incluye además los respectivos índices de aumento de eficiencia.

Los precios máximos y sus fórmulas de indexación regirán por el período que en cada caso el presente Reglamento señala, vencido el mismo y mientras no sean aprobados y publicados los del período siguiente, estos precios y sus respectivas fórmulas de indexación continuarán vigentes.

Los precios resultantes de aplicar las fórmulas de indexación serán redondeados al tercer decimal.

ARTÍCULO 4.-(VALOR MÁXIMO DEL SUMINISTRO A DISTRIBUIDORES).

Cuando los contratos de suministro entre Generadores y Distribuidores establezcan precios diferentes de los Precios de Nodo, el costo de las compras de electricidad que efectúe el Distribuidor, a ser considerado para el cálculo de las tarifas a sus Consumidores Regulados, de acuerdo con el numeral 1, inciso a) del artículo 51 de la Ley de Electricidad, será como máximo el que se obtiene de aplicar a las indicadas compras los respectivos Precios de Nodo más los correspondientes cargos de subtransmisión cuando corresponda. Los suministros de energía y potencia que se efectúen con generación propia, se valorizarán como máximo a los Precios de Nodo más los correspondientes cargos de subtransmisión, cuando corresponda.

ARTÍCULO 5.- (MODIFICACIÓN DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN).

La tasa de actualización a que se refiere el artículo 48 de la Ley de Electricidad, será modificada teniendo en cuenta las características propias de cada actividad, particularmente el riesgo asociado, en base a estudios encargados por el Ministerio a empresas consultoras especializadas.

La nueva tasa modificada tendrá una vigencia mínima de dos años y se aplicará a partir de la fecha de la siguiente aprobación de los precios máximos correspondientes.

ARTÍCULO 6.- (PLAN REFERENCIAL).

Es el programa de obras de generación y transmisión de mínimo valor actualizado de los costos de inversión, operación y racionamiento, que permite satisfacer los requerimientos de la demanda de los próximos diez años, en el Sistema Interconectado Nacional.

El Viceministerio elaborará el Plan Referencial en base a proyectos de generación y transmisión factibles de realizar tanto técnica como económicamente, seleccionados de todos

los proyectos disponibles los que podrán ser propios del Viceministerio, encargados por el Viceministerio a empresas consultoras y de terceros con independencia de quien los hubiese presentado. Los proyectos a considerar, deberán contar con un estudio que describirá y definirá su tamaño, localización, programa de ejecución, fecha de puesta en servicio, costos de inversión y operación y, en el caso de proyectos de generación, las características de su producción. El Viceministerio actualizará anualmente el Plan Referencial.

ARTÍCULO 7.- (CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN).

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2 de la Ley de Electricidad, la Superintendencia para redefinir las instalaciones de transmisión que conforman el Sistema Troncal de Interconexión, tomará en cuenta las siguientes características:

- a) Operar en tensiones iguales o superiores a sesenta y nueve mil (69.000) voltios.
- b) Ser de propiedad de un agente transmisor.
- c) Que en condiciones normales de operación exista la posibilidad de flujo de corriente bidireccional.
- d) Ser dimensionado como Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado al momento de su incorporación al Sistema Troncal de Interconexión.
- e) Ser de acceso abierto.
- f) Ser operadas bajo las directrices del Comité nacional de Despacho de Carga.
- g) Constituir instalaciones utilizadas por el mercado eléctrico mayorista en su conjunto, con excepción de las instalaciones de inyección o retiro.

La Superintendencia redefinirá el Sistema Troncal de Interconexión por iniciativa propia o a solicitud de cualquier Agente.

Modificación: Decreto Supremo N° 3187 de 17 de enero de 2017, Artículo 3, numeral I, incorpora un párrafo en el Artículo 7 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado por Decreto Supremo N° 26094.

“ Toda nueva instalación de transmisión destinada a inyectar energía desde cualquier central de generación al Sistema Interconectado Nacional, considerada en el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 en el Marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien, aprobado por Ley N° 786, de 9 de marzo de 2016, conformará el Sistema Troncal de Interconexión debiendo cumplir las características establecidas en los incisos a), b), d), e) y f) del presente Artículo.”

ARTÍCULO 8.- (EXPANSIONES DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN).

I. Las expansiones del Sistema Troncal de Interconexión podrán darse bajo las siguientes modalidades:

- Incorporación de nuevas instalaciones o incrementos físicos de la capacidad de transporte

de instalaciones existentes.

- Adición o disminución de capacidad de transmisión de instalaciones existentes.

Para la primera modalidad, la incorporación de nuevas instalaciones o el incremento físico de la capacidad de transporte de las instalaciones existentes, que la o las empresas propietarias de este sistema u otros agentes, consideren necesarias para la óptima operación del transporte y para satisfacer la demanda de capacidad de transporte, sólo podrán ejecutarse previo informe del Comité y aprobación de la Superintendencia mediante Resolución.

Para la segunda modalidad, aplicable a las instalaciones existentes, dimensionadas como económicamente adaptadas hasta fecha 19 de noviembre de 1999, se considerará la adición o disminución de capacidad de transmisión únicamente por encima de la determinada en el estudio inicial que estableció su dimensionamiento y valoración como sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

El Agente interesado podrá solicitar en forma extraordinaria antes de la fijación semestral de los Precios de Nodo, la adición o disminución de capacidad, cuando en condiciones normales de operación se presenten variaciones significativas en la demanda de capacidad de transporte respecto a la que se determinó en forma inicial como sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, aprobado por la Superintendencia. Esta solicitud se realizará de acuerdo al procedimiento definido en el presente artículo.

La adición de capacidad procederá en el caso de aumento de la demanda de capacidad de transporte, la adecuación de componentes actuales del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado a dimensiones normalizadas y parametrizables ó a las necesidades operativas del Sistema Troncal de Interconexión, determinadas por el Comité para cumplir las condiciones mínimas de desempeño en condiciones normales.

Estas expansiones, adicionales o disminuciones de capacidad de transporte, se realizarán de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) **Presentación de Propuesta.** El agente interesado presentará al Comité su solicitud escrita de expansión, de aumento o disminución de capacidad de las instalaciones actuales del Sistema Troncal de Interconexión, adjuntando el estudio correspondiente.
- b) **Análisis y evaluación.** El Comité revisará el estudio presentado por el agente solicitante y elevará a la Superintendencia el informe técnico que deberá considerar, analizar y evaluar la necesidad de expansión sobre la base de un procedimiento específico, mismo que deberá considerar los siguientes criterios: beneficio/costo para el Sistema Troncal de Interconexión, análisis de solución de mínimo costo, balance de potencia, asegurar sin restricciones la competencia en la generación y el despacho económico, el cumplimiento de las condiciones mínimas de desempeño, calidad y confiabilidad en el suministro, impacto del proyecto en los Precios de Nodo y peajes y otros criterios que considere necesarios.

Modificación: Decreto Supremo N° 26454 de 18 de diciembre de 2001, Artículo 2, numeral 1, complementa el Artículo 8 del reglamento de Precios y Tarifas, incorporando un texto al final del inciso b) del párrafo I.

“ Dentro del plazo de hasta veinticinco (25) días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de la presentación de solicitud del agente, el Comité elaborará y elevará a consideración de la Superintendencia el Informe Técnico que se hace referencia en el párrafo precedente.

En caso de que existan observaciones por parte de la Superintendencia, éstas deberán ser remitidas al Comité en un plazo de hasta veinte (20) días hábiles administrativos, y el Comité devolverá el informe técnico absolviendo estas observaciones en un plazo de hasta quince (15) días hábiles administrativos”.

- c) **Aprobación.** La Superintendencia, además de revisar el informe del Comité, deberá verificar que el proyecto propuesto constituye la solución de mínimo costo y cumple con los requisitos mínimos de calidad y confiabilidad.

La Superintendencia mediante Resolución aprobará las instalaciones para la expansión del Sistema Troncal de Interconexión o para las variaciones de su capacidad de transporte y determinará la fecha, el valor y las dimensiones con que dichas instalaciones pasen a formar parte del correspondiente Sistema Troncal de Interconexión.

Modificación: Decreto Supremo N° 26454 de 18 de diciembre de 2001, Artículo 2, numeral 2, complementa el Artículo 8 del reglamento de Precios y Tarifas, incorporando un texto al final del inciso c) del párrafo I.

“Si el agente solicitante estuviese de acuerdo con los valores de inversión, fecha y componentes determinados por la Superintendencia, ésta en un plazo de hasta veinticinco (25) días hábiles administrativos, computables a partir de la recepción del informe técnico del Comité antes citado, emitirá la resolución que hace referencia al párrafo precedente, y en el plazo de hasta treinta (30) días hábiles administrativos el agente solicitante presentará su solicitud de licencia, según lo establecido en el Título V de la Ley de Electricidad y el Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales; en caso contrario, el agente en un plazo de hasta veinte (20) días hábiles administrativos propondrá a la Superintendencia otros valores, con las justificaciones correspondientes y los someterá a consideración de la Superintendencia.

En el plazo de hasta veinticinco (25) días hábiles administrativos, la Superintendencia revisará la nueva propuesta y podrá aprobar o rechazar el nuevo valor. En caso de aceptación se emitirá resolución aprobando los nuevos valores y el plazo para la presentación de la licencia, y si fuera rechazada la propuesta, se procederá a la licitación de la licencia según lo establecido en el inciso e) del presente párrafo.”

- d) **Ejecución.** El agente transmisor tiene la prerrogativa de elegir la modalidad de ejecución de las expansiones de transmisión que considere más apropiada, siempre y cuando cumpla con las especificaciones y características técnicas requeridas y comprometidas para el proyecto, el plazo de puesta en servicio y la vigencia de las garantías de su ejecución. Es responsabilidad del agente transmisor cualquier sobrecosto o retraso en la ejecución del proyecto, por tanto no se reconocerá al agente transmisor ningún costo adicional con relación al aprobado por la Superintendencia.

Modificación: Decreto Supremo N° 26454 de 18 de diciembre de 2001, Artículo 2,

numeral 3, complementa el Artículo 8 del reglamento de Precios y Tarifas, incorporando un texto como inciso e) en el párrafo I.

“e) Licitación. En caso que la Superintendencia rechace la propuesta del agente, procederá previo informe al Ministerio de Desarrollo Económico, a licitar el otorgamiento de la licencia de transmisión para el respectivo proyecto en un plazo de hasta treinta (30) días hábiles administrativos, convocando a una licitación pública internacional y aplicando el procedimiento establecido en el Capítulo VI del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.

En el plazo de hasta cinco (5) días hábiles administrativos de recibida la comunicación del rechazo de su propuesta, el agente solicitante remitirá a la Superintendencia toda la información relativa al proyecto, incluyendo el diseño e ingeniería sí hubiere.

Esta información será utilizada por la Superintendencia en el proceso de licitación de la licencia de transmisión para el proyecto de expansión.

El costo de estudio será reconocido a través del proceso de Licitación, hasta un máximo del 4% del valor de la inversión determinado por la Superintendencia; el porcentaje será definido por la Superintendencia en función a la etapa en que se encuentre el estudio. Este costo será pagado por el agente adjudicatario de la licencia de transmisión.

La Superintendencia podrá incluir en la licitación pública internacional, otros proyectos que hayan sido previamente evaluados por el Comité o los definidos por el Ministerio de Desarrollo Económico dentro del desarrollo estratégico del sector, y adjudicarlos a uno o varios proponentes.

Los precios máximos de transmisión resultantes del proceso de licitación, serán aplicables a la licencia adjudicada y no será extendida a otros proyectos, ni a las instalaciones en operación del Sistema Troncal de Interconexión.”

II. Para aquellas instalaciones de alta tensión para uso exclusivo de un agente, ejecutas con características y condiciones acordadas entre el agente y un transmisor, ó aquellas asociadas a la generación, cuya conexión al Sistema Troncal de Interconexión ha sido aprobada por la Superintendencia, para las cuales el agente o el transmisor soliciten su incorporación al Sistema Troncal de Interconexión, deberán presentar su oferta de capacidad de transporte y solicitar su incorporación de acuerdo al procedimiento definido en el numeral I del presente artículo. Una vez aprobada su incorporación por la Superintendencia, ésta determinará la fecha, el valor y las dimensiones con que dichas instalaciones pasarán a formar parte del Sistema Troncal de Interconexión, a partir de cuyo momento serán remuneradas de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo III del presente Reglamento.

III. La Superintendencia, previa justificación, podrá autorizar la sustitución de un componente de transmisión, cuando este haya alcanzado los dos tercios de su vida útil, en los casos en los que, por el efecto de las economías de escala de la transmisión y los beneficios de sustituirlo por un componente de mayor capacidad, se beneficie el mercado.

ARTÍCULO 9.- (EXPANSIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSPORTE NO PERTENECIENTES AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). La expansión de instalaciones de transporte no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión podrán darse bajo las siguientes modalidades:

- Incorporación de nuevas instalaciones o incrementos físicos de la capacidad de transporte de instalaciones existentes,
- Adición o disminución de capacidad de transmisión de instalaciones existentes.

Para la primera modalidad, la expansión de los sistemas de transporte no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión y el incremento físico de su capacidad de transporte serán ejecutados por la o las empresas propietarias del respectivo sistema y su remuneración se realizará de acuerdo a lo establecido por el Capítulo III del Reglamento de Precios y Tarifas.

Las instalaciones de expansión o incremento físico de capacidad de los sistemas de transporte que sean ejecutas por cuenta de otros agentes, serán de exclusiva responsabilidad de ellos, en cuanto a su inversión, operación y mantenimiento, y deberán tomar en cuenta las limitaciones a que hace referencia el artículo 15 de la Ley de Electricidad.

Para la segunda modalidad, aplicable a las instalaciones existentes, dimensionadas como económicamente adaptadas hasta fecha 19 de noviembre de 1999, se considerará la adición o disminución de capacidad de transmisión únicamente por encima de la determinada en el estudio inicial que estableció su dimensionamiento y valoración como Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

El Agente interesado podrá solicitar en forma extraordinaria antes de la fijación semestral de los Precios de Nudo, la adición o disminución de capacidad, cuando en condiciones normales de operación se presenten variaciones significativas en la demanda de capacidad de transporte respecto a la que se determinó en forma inicial como Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Esta solicitud se realizará de acuerdo al procedimiento definido en el presente artículo. La Superintendencia determinará, en base a un informe del agente transmisor, las condiciones de utilización de sus instalaciones.

La adición de capacidad procederá en el caso de aumento de la demanda de capacidad de transporte, la adecuación de componentes actuales no pertenecientes al Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado a dimensiones normalizadas y parametrizables ó a las necesidades operativas no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, determinadas por la Superintendencia para cumplir las condiciones mínimas de desempeño en condiciones normales.

Las instalaciones para la expansión fuera del Sistema Troncal de Interconexión podrán ejecutarse bajo las siguientes modalidades:

- a) Por iniciativa de un agente transmisor. El transmisor presentará a la Superintendencia su solicitud y estudio que demuestre la necesidad y dimensionamiento como Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, así como un análisis beneficio/costo para el sistema.
- b) A solicitud de uno o varios Agentes. La solicitud de incorporación de nuevas instalaciones deberá contar con un estudio técnico elaborado por los agentes solicitantes y el transmisor que sea propietario, el mismo que será presentado a la Superintendencia.
- c) Por iniciativa del Ministerio de Desarrollo Económico, en concordancia con las atribuciones de la Ley de Organización del Poder Ejecutivo y el procedimiento que

determina la Ley de Electricidad dentro del marco de las políticas integrales de desarrollo del sector, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 26 numeral 2 c) y 61.

ARTÍCULO 10.- (EXPANSIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN). La expansión de las instalaciones de distribución y el incremento de su capacidad, será ejecutada por la empresa de distribución que presta servicios en el área, y su remuneración se realizará de acuerdo a lo establecido por el Capítulo III del presente Reglamento.

Las instalaciones de expansión o de incremento de capacidad de los sistemas de redes de distribución que sean ejecutadas por cuenta de otros agentes, serán de exclusiva responsabilidad de ellos, en cuanto a su inversión y mantenimiento, y deberán tomar en cuenta las respectivas limitaciones a que hace mención el artículo 15 de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 11.- (ÁREAS DESVINCULADAS). Cuando en un despacho económico se presenten restricciones de capacidad física en la Transmisión que limiten las condiciones de transferencia de energía y potencia entre áreas del Sistema Interconectado Nacional, cada una de las áreas desvinculadas será tratada aplicando las mismas regulaciones que la Ley de Electricidad y el presente Reglamento establecen para dicho sistema.

CAPÍTULO II PRECIOS DE GENERADORES A DISTRIBUIDOR

ARTÍCULO 12.- (PROYECCIÓN DE LA DEMANDA). La proyección de la demanda de electricidad para el cálculo de los Precios de Nodo, en el Sistema Interconectado Nacional, será la misma proyección que el Comité utilice en la programación de la operación y el despacho de carga, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 13.- (PARQUE DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN). El parque de Generación y Transmisión para el cálculo de los Precios de Nodo para los 48 meses del estudio de proyección de la demanda, comprenderá, además de los criterios e información indicada para la programación de mediano plazo en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad, lo siguiente:

- a) Las instalaciones existentes. Aquellas instalaciones existentes que se retiren del servicio durante el período del estudio, se considerarán solamente hasta la respectiva fecha de retiro;
- b) Las obras en construcción de generación y transmisión, con sus fechas de puesta en servicio de acuerdo a sus respectivos programas de ejecución; y,
- c) Las instalaciones contempladas en el Plan Referencial, correspondientes al período de estudio, en las fechas de puesta en servicio con que figuran en dicho Plan.

ARTÍCULO 14.- (PROGRAMA DE OPERACIÓN ÓPTIMO). El programa de operación óptimo, que minimice el costo de operación y racionamiento para el período de estudio correspondiente, es el programa que determina el Comité en la programación de mediano plazo, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 15.-(COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO DE ENERGÍA ESPERADOS). Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Esperados por Bloque Horario del sistema, se calcularán para cada una de las semanas comprendidas en el período de doce meses siguientes a la fecha de puesta en vigencia de los Precios de Nodo y para cada uno de los bloques horarios establecidos por la Superintendencia. Asimismo, se calcularán los valores esperados promedio de cada semana para el nodo respectivo, considerando los valores esperados por bloque por la energía de cada bloque y serie hidrológica.

ARTÍCULO 16.-(PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA). El cálculo del Precio Básico de Energía para cada bloque horario y para el valor promedio aplicando la siguiente fórmula:

$$PBE = \frac{\sum_{i=1}^{i=52} CMCPEE_i \times D_i / (1+T)^i}{\sum_{i=1}^{i=52} D_i / (1+T)^i}$$

En ésta fórmula:

PBE Precio Básico de Energía.

CMCPEE_i Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado para un bloque determinado o para el valor promedio en la semana i. Se considera como semana 1 a la primera semana de mayo o de noviembre de acuerdo a la programación de mediano plazo.

D_i Demanda de energía en la semana i, para el bloque horario determinado.

T Es la tasa de actualización semanal equivalente a la tasa de actualización anual estipulada en la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 17. (PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA EN CADA NODO).-El cálculo del Precio Básico de Energía para cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión en donde exista demanda se efectuará para cada bloque horario y para el valor promedio aplicando la siguiente fórmula.

$$PBE_n = \frac{\sum_{i=1}^{i=52} CMCPEE_n^i \times D_n^i / (1+T)^i}{\sum_{i=1}^{i=52} D_n^i / (1+T)^i}$$

En ésta fórmula:

PBE_n Precio Básico de Energía en el nodo n.

CMCPEE_nⁱ Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado en el nodo n, para un bloque determinado o para el valor promedio en las semana i. Se considera como semana 1 a la primera semana de mayo o de noviembre de acuerdo a

la programación de mediano plazo mes que corresponda el cálculo.

- D_n** Demanda de energía en el nodo n en la semana i, para el bloque horario determinado.
- T** Es la tasa de actualización semanal equivalente a la tasa de actualización anual estipulada en la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 18.- (PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA). Para el cálculo del Precio Básico de Potencia de Punta, establecido en el artículo 49, inciso e) de la Ley de Electricidad, el Comité seguirá el siguiente procedimiento:

Modificación: Decreto Supremo N° 29260 de 5 de septiembre de 2007, Artículo 1, modifica los incisos a), b) y c) del Artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas.

“1. Costo de inversión.

a) Determinará la potencia nominal, tecnología y ubicación de la Unidad Generadora (Turbo Generador) más económica apropiada, para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema.

b) A la información de los precios FOB de una Unidad Generadora (Turbo Generador) de tamaño y tecnología equivalente al definido en el inciso a) del presente Artículo, establecida en el o los catálogos más reconocidos, publicados en los últimos cuatro (4) años, se agregarán los costos de fletes, aduana, montaje, equipos de interconexión a la red de transmisión y los demás que el organismo regulador determine como óptimos necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de la Unidad Generadora, porcentaje que podrá ser modificado únicamente por el organismo regulador mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar. Se determinarán los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión a la red de transmisión y la proporción de los respectivos costos para el cálculo y adición de las anualidades de generación y transmisión.

2. Precio Básico de la Potencia de Punta

c) Al costo de inversión determinado según establece el inciso b) del presente Artículo, se aplicará el factor de recuperación de capital calculado, con los años de vida útil de los equipos de generación e interconexión, definidos en el inciso b) del presente Artículo, y con la tasa de actualización estipulada en el Artículo 48 de la Ley N° 1604 de 22 de diciembre de 1994, de Electricidad.”

Norma DEROGADA:

~~1. Costo de inversión.~~

- ~~a) Determinará la potencia nominal, tecnología y ubicación de la Unidad Generadora más económica apropiada, para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Determinará los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión al Sistema Troncal de Interconexión~~
- ~~b) A la información de los precios FOB, de por lo menos dos fabricantes reconocidos, de~~

~~una Unidad Generadora de tamaño y tecnología equivalente al definido en el inciso a) del presente artículo, se agregarán los costos de fletes, gastos de aduana, montaje, conexión y los demás que la Superintendencia determine como necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de los equipos, porcentaje que podrá ser modificado por la Superintendencia mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar.~~

2. Precio Básico de la Potencia de Punta.

- ~~e) Al costo de inversión determinado según establece el inciso b) del presente artículo, se aplicará el factor de recuperación de capital calculado, con los años de vida útil de los equipos de generación e interconexión, definidos en el inciso a) del presente artículo, y con la tasa de actualización estipulada en el artículo 48 de la Ley de Electricidad.~~
- d) Al valor calculado en el inciso anterior, se adicionará por concepto de gastos fijos de operación, mantenimiento y administración, como máximo el equivalente al uno y medio por ciento (1.5%) del costo de inversión definido en el inciso b) del presente artículo. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.
- e) Obtendrá el precio unitario de la potencia, dividiendo el valor resultante del inciso anterior entre la capacidad efectiva de la Unidad Generadora seleccionada.
- f) Al valor obtenido en el inciso anterior, se incrementará el porcentaje correspondiente a la no disponibilidad teórica del sistema, el cual se calcula como el exceso porcentual que representa la capacidad efectiva respecto a la potencia firme de la Unidad Generadora de punta. Este porcentaje no podrá ser menor al cinco por ciento (5%) ni mayor al quince por ciento (15%). Si el porcentaje de indisponibilidad calculado, resultase fuera de estos límites, se tomará como porcentaje de indisponibilidad teórica, el límite más cercano. Estos límites podrán ser modificados por la Superintendencia, en base a estudios realizados por el Comité. La potencia firme de la Unidad Generadora de punta, se calcula aplicando la metodología descrita para el cálculo de las potencias firmes de Unidades Generadoras térmicas, del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad, considerando un parque térmico conformado por las Unidades Generadoras térmicas existentes y dicha Unidad Generadora de punta, para una probabilidad del noventa y cinco por ciento (95%).
- g) Al valor obtenido en el inciso f), se incrementará el porcentaje correspondiente a la no disponibilidad programada de la Unidad Generadora de punta el cual se calcula como el cociente entre el número de días anuales de duración típica de mantenimiento óptimo representativo de la Unidad Generadora determinado en el inciso a) del Punto 1, dividido por el número de días del año. El valor del porcentaje de la no disponibilidad programada será aprobado por la Superintendencia, en base a un estudio especializado de consultoría que deberá ser contratado por el Comité.
- h) El valor transitorio de la no disponibilidad programada, será de seis por ciento (6%) (equivalente a 22 días anuales) y deberá ser ratificado o modificado por la Superintendencia, en base a un estudio especializado de consultoría que deberá ser contratado por el Comité, en un plazo no mayor a seis meses calendario a partir de la

promulgación del presente Reglamento. El valor aprobado por la Superintendencia será aplicado para el recálculo del Precio Básico de Potencia de Punta y dentro de la reliquidación de potencia durante el mes de noviembre.

ARTÍCULO 19.- (UBICACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS). El Precio Básico de la Energía, se asignará a aquel nodo en el que esté ubicada la Unidad Generadora que determina el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía. Este nodo se denominará nodo de referencia para el Precio Básico de Energía y se determinará con la periodicidad y características que permitan los modelos computacionales disponibles.

El Precio Básico de Potencia, se asignará a aquel nodo para el que resulte el menor costo total de adicionar Potencia de Punta, para satisfacer el incremento de un kilovatio del Sistema Interconectado Nacional. Este nodo se denominará nodo de referencia para el Precio Básico de Potencia.

ARTÍCULO 20.- (FACTORES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA). Los Factores de Pérdidas de Energía en cada bloque horario para el que se calcule el Precio Básico de Energía, y el valor promedio del Precio Básico de Energía están incorporados al precio básico de la energía por nodo, de acuerdo al resultado de los modelos computacionales del Comité.

De utilizar el Comité un modelo de programación multinodal, los factores de pérdidas de energía se calcularán en forma indirecta a través de los modelos respectivos.

ARTÍCULO 21.- (FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LOS PRECIOS DE NODO). Las fórmulas de indexación de Precios de Nodo de Potencia de Punta (sin peaje), del Precio de Nodo de Energía y del Cargo por Reserva Fría serán las siguientes:

$$PNP = [a*PD*(1+D)/(PD_{0}*(1+D_{0})) + b*IPC/IPC_{0}] * PNP_{0}$$

$$CRF = a*PD*(1+D)/(PD_{0}*(1+D_{0})) + b*IPC/IPC_{0}] * CRF_{0}$$

$$PNE = [c*PG/PG_{0} + d*IPC/IPC_{0}] * PNE_{0}$$

Donde:

PNP	Precio de Nodo indexado de potencia
PNP₀	Precio de Nodo base de potencia calculado con el Precio Básico de Potencia
CRF	Cargo de Reserva Fría Indexado
CRF₀	Cargo de Reserva Fría base
PNE	Precio de Nodo indexado de la energía
PNE₀	Precio de Nodo base de la energía
PD	Precio del dólar

PD_o	Precio base del dólar
D	Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de generación.
D_o	Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de generación.
IPC	Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación
IPC_o	Índice de precios al consumidor base
a	Proporción del costo de equipo importado por unidad de potencia, en el Precio de Nodo de la potencia
b =	1-a
PG	Precio actual del Combustible.
PG_o	Precio base del Combustible.
c	Proporción del costo del Combustible por unidad de energía en el Precio de Nodo de Energía.
d =	1-c

En las fórmulas anteriores los indicadores corresponderán a las siguientes fuentes:

Precio del dólar: Tipo de cambio oficial comprador determinado por el Banco Central de Bolivia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica;

Precio del Combustible: Es el precio de referencia del combustible utilizado por las Unidades Generadoras, establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.

De existir varios combustibles, los precios de éstos se incorporarán en la fórmula de indexación del Precio de Nodo de Energía con sus correspondientes ponderadores.

Índice de Precios al Consumidor: Valor del índice mensual determinado por el Instituto Nacional de Estadística.

Las fórmulas de indexación se aplicarán mensualmente para actualizar los Precios de Nodo en las condiciones que se establecen en el párrafo siguiente.

Los valores base (PDo) del dólar y del precio del combustible (PGo), serán los vigentes en los días 25 de marzo y 25 de septiembre, para los Precios de Nodo que entran en vigencia en mayo y noviembre, respectivamente; para determinar los precios indexados, los valores del dólar y del combustible corresponderán a los vigentes el día 25 del mes anterior a aquel en que registrarán los Precios de Nodo indexados.

El valor base del Índice de Precios al Consumidor (IPC_o), corresponderá al de los meses de marzo y septiembre para los Precios de Nodo que entran en vigencia en mayo y noviembre respectivamente.

El valor del IPC para determinar los precios indexados será el del segundo mes anterior a aquel

en que los Precios de Nodo indexados tengan vigencia. Si al efectuar la indexación no estuviere publicado el IPC del mes que corresponda, este se incrementará en un monto igual al último incremento del IPC que se hubiere publicado.

Los ponderadores a, b, c y d serán calculados por el Comité en cada estudio para fijación de Precios de Nodo.

ARTÍCULO 22.- (INFORME PRELIMINAR DE PRECIOS DE NODO). A más tardar hasta el 30 de marzo y hasta el 30 de septiembre de cada año, el Comité deberá presentar a la Superintendencia, un informe con los siguientes datos, hipótesis, y resultados:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del Sistema Interconectado Nacional;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;

ARTÍCULO 23.- (APROBACIÓN Y PUBLICACIÓN DE PRECIOS DE NODO). La Superintendencia revisará el informe técnico de Precios de Nodo, verificará que en su determinación se hayan seguido los procedimientos establecidos en la Ley de Electricidad y en el presente Reglamento, aprobará mediante Resolución y publicará los Precios de Nodo y sus fórmulas de indexación.

- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación;
- d) Los contratos de importación y exportación de energía;
- e) La secuencia de Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Esperados para cada nodo de consumo;
- f) El Precio Básico de Potencia de Punta y su nodo de referencia;
- g) Los factores de pérdida y peajes;
- h) Los valores resultantes para los Precios de Nodo de Potencia de Punta y de Energía; y,
- i) Las fórmulas de indexación para los Precios de Nodo de Potencia de Punta y de Energía.

En caso que la Superintendencia verifique el incumplimiento de alguno de los mencionados procedimientos, devolverá los antecedentes al Comité a más tardar hasta el 10 de abril y hasta el 10 de octubre, para los precios de nodo que entran en vigencia en mayo y noviembre, respectivamente.

El Comité resolverá el incumplimiento al procedimiento observado y enviará el informe técnico corregido de precios de nodo a la Superintendencia a más tardar hasta el 25 de abril y hasta el 25 de octubre, respectivamente, la que procederá a aprobar mediante Resolución y publicar los Precios de Nodo y sus fórmulas de indexación.

ARTÍCULO 24.- (VIGENCIA DE LOS PRECIOS DE NODO). Los Precios de Nodo en los puntos del Sistema Troncal de Interconexión, en los que se efectúen transferencias de electricidad a los Distribuidores serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución y publicados semestralmente a más tardar el 28 de abril y el 28 de octubre de cada año y registrarán a partir del 1 de mayo y del 1 de noviembre, respectivamente.

Todos los costos que se utilicen en el cálculo de los Precios de Nodo, serán expresados a los

niveles de precio vigentes en marzo y septiembre. Los Precios de Nodo correspondientes a los meses de mayo y noviembre, serán iguales a los Precios de Nodo ajustados con las fórmulas de indexación por las variaciones experimentadas en los meses de abril y octubre, respectivamente.

ARTÍCULO 25.-(INFORMACIÓN Y MODELOS). La información técnica, resultados obtenidos y todo otro antecedente que respalde el cálculo de los Precios de Nodo, serán entregados a la Superintendencia, y estarán accesibles para los agentes del Mercado y otros interesados previa solicitud escrita. Los modelos matemáticos; programas computacionales fuente y ejecutables; manuales y otras herramientas, actualizados utilizados en el cálculo de los Precios de Nodo, serán entregados a la Superintendencia y serán accesibles a los agentes del Mercado y otros interesados previo pago de los correspondientes derechos de uso, cuando los hubiese.

CAPÍTULO III PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

ARTÍCULO 26.-(COSTO ANUAL DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). El costo anual de la Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, con el valor y dimensiones aprobados por la Superintendencia.

- a) El costo anual de inversión será igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y será calculado multiplicando el indicado valor de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley de Electricidad y una vida útil de 30 años.
- b) Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponderán, como máximo, al tres por ciento (3%) de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.

ARTÍCULO 27.-(REMUNERACIÓN MÁXIMA POR EL USO DE LA TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). La remuneración máxima que los Generadores conectados al Sistema Troncal de Interconexión abonarán por el uso de las correspondientes instalaciones de transmisión, se compone de un ingreso tarifario y de un peaje por transmisión.

- a) El ingreso tarifario se calculará como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de energía y Potencia de Punta respectivamente, en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Como inyección de Potencia de Punta en los nodos de Generadores se considerará la que resulte de despachar la potencia firme de las Centrales generadoras. Esta valorización se efectuará utilizando los costos marginales de corto plazo de energía y potencia utilizados por el Comité para determinar las transacciones entre los agentes en el Mercado Spot.

Para los efectos de determinar el peaje a que se refiere el inciso b) del presente artículo, la

valorización se efectuará utilizando los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía y Potencia Esperados, determinados por el Comité en la programación de mediano plazo a que se refiere el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.

- b) El peaje por transmisión, es la diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual. Este peaje será pagado en mensualidades por cada Generador en proporción a su respectivo nivel de uso del Sistema Troncal de Interconexión.

ARTÍCULO 28.- (USOS DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). Se distinguen dos modalidades de uso del Sistema Troncal de Interconexión.

- a) El uso atribuible a los Generadores está asociado al transporte de la producción de una determinada Central en el Sistema Troncal de Interconexión. Este uso se determina según lo dispuesto en el artículo 29 del presente Reglamento.
- b) El uso atribuible a los Consumos asociados al transporte de la electricidad se determina según lo dispuesto en el artículo 30 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 29.- (IDENTIFICACIÓN Y PEAJE ATRIBUIBLE A LOS GENERADORES). El monto del peaje correspondiente al uso atribuible a los Generadores será igual al veinticinco por ciento (25%) del peaje total del Sistema Troncal de Interconexión.

El peaje unitario atribuible a los generadores se determinará semestralmente, dividiendo el monto del peaje atribuible a los generadores, entre toda la energía inyectada por todos los agentes generadores. Este peaje unitario será recalculado anualmente en el mes de noviembre en función de toda la energía real inyectada, registrada en los medidores reconocidos por el CNDC para fines de transacciones comerciales de energía y potencia.

El peaje atribuible a cada generador será el resultado de la multiplicación del peaje unitario de los generadores por toda su energía inyectada y registrada en los medidores reconocidos por el CNDC para fines de transacciones comerciales de energía y potencia.

El procedimiento de cálculo será establecido mediante norma operativa.

Modificación: Decreto Supremo N° 3187 de 17 de enero de 2017, Artículo 3, numeral II, incorpora un párrafo en el Artículo 29 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

“El monto de peaje correspondiente al uso atribuible a los Generadores que sean empresas filiales y subsidiarias de ENDE Corporación, incluida ENDE Matriz, será pagado a través de un depósito a una cuenta de ENDE Matriz destinada exclusivamente al pago de los créditos otorgados por el Banco Central de Bolivia a favor de ENDE para la ejecución de proyectos de la industria eléctrica.”

ARTÍCULO 30.- (PEAJE ATRIBUIBLE A LOS CONSUMOS).

Modificación: Decreto Supremo N° 3187 de 17 de enero de 2017, Artículo 3, numeral III, modifica el primer Párrafo del Artículo 30 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

“El monto del peaje atribuible a los consumos se calculará como la diferencia entre el valor del peaje total y el monto del peaje atribuible a los generadores, al cual se adicionará el peaje atribuible a los generadores que sean empresas filiales y subsidiarias de ENDE Corporación incluida ENDE Matriz según lo dispuesto en el Artículo 29 del presente reglamento.”

~~El monto del peaje atribuible a los consumos se calculará como la diferencia entre el valor del peaje total y el monto del peaje atribuible a los generadores, determinado según el artículo 29 del presente reglamento.~~

El peaje unitario se determinará dividiendo el monto del peaje atribuible a los consumos, por la potencia de punta de todos los agentes consumidores.

Para cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión donde se conectan Consumos, el peaje unitario atribuible a los consumos, será incluido en el Precio de Nodo de potencia correspondiente.

ARTÍCULO 31.- (ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN).

I. Cada cuatro años todo agente transmisor encargará a una empresa consultora precalificada por la Superintendencia, el estudio para actualizar los costos anuales de transmisión de las instalaciones de los diferentes tramos que conforman el Sistema Troncal de Interconexión definido en la Ley de Electricidad, en base al valor aprobado con mantenimiento de valor, al momento de su incorporación al Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dichos costos y sus fórmulas de indexación, para cada uno de los cuatro años del período del estudio, serán presentados a la Superintendencia acompañando los antecedentes que los respalden. La Superintendencia elaborará las bases técnicas del estudio, las cuales deberán ser cumplidas.

II. La Superintendencia revisará en un plazo de sesenta (60) días calendario los valores presentados por el transmisor y efectuará las observaciones que considere pertinentes. En un plazo máximo de treinta (30) días calendario éstas deben ser absueltas a satisfacción de la Superintendencia por el transmisor, a través del consultor. En un plazo de quince (15) días calendario, la Superintendencia aprobará mediante Resolución y publicará los costos de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración para el período de 4 años de vigencia, a más tardar hasta el 1 de marzo del año que corresponda, comenzando a regir dichos valores el 1 de marzo del año que corresponda, comenzando a regir dichos valores el 1 de mayo de ese año.

III. Para las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión existentes hasta el 19 de noviembre de 1999, el estudio de costos de transmisión deberá considerar solamente los factores de adaptación que en los diferentes períodos, puedan aumentar como también disminuir, mientras se mantengan por encima de los valores y dimensiones aprobados por la Superintendencia en el primer estudio de determinación de costos de transmisión para el Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

IV. El valor determinado en el numeral I del presente artículo para aquellas instalaciones incorporadas al Sistema Troncal de Interconexión posteriores al 19 de noviembre de 1999, aprobado por la Superintendencia permanecerá constante durante el período de vida útil de la instalación. Este valor, una vez aprobado por la Superintendencia, pasará a formar parte del

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, a partir de cuyo momento, la instalación será remunerada de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo III del presente Reglamento.

V. Los retiros de tramos de instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión requerirán la autorización de la Superintendencia, previo informe del Comité, el mismo que deberá rebajar el costo anual de transmisión y considerar la nueva topología de la red en el siguiente cálculo de peajes.

VI. El costo anual de transmisión de aquellas instalaciones de ampliación y expansión de capacidad del Sistema Troncal de Interconexión, aprobadas por la Superintendencia a las que se refiere el artículo 8 del presente Reglamento, será considerado por el Comité, junto con la nueva topología de la red en el cálculo de peajes desde el momento de su incorporación al Sistema Troncal de Interconexión.

ARTÍCULO 32.- (DETERMINACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECONÓMICAMENTE ADAPTADO). El dimensionamiento de una instalación de transmisión para formar parte del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado en el Sistema Troncal de Interconexión o fuera del Sistema Troncal de Interconexión consiste en un proceso que determine la dimensión óptima que represente el mínimo costo de inversión, operación, mantenimiento, administración y pérdidas de transmisión y que permita cumplir mínimamente con las siguientes condiciones:

I. Satisfacer la demanda de electricidad cumpliendo las condiciones mínimas de confiabilidad y desempeño en condiciones normales de operación.

II. Utilizar como escenario de demanda, aquella contenida en el último informe de programación a mediano plazo del Comité o en el estudio semestral de precios. Se considerará únicamente como nuevos aportes de generación aquellos comprometidos formalmente ante la Superintendencia y dados a conocer al Comité.

III. Contar con dimensiones físicas y parámetros en correspondencia con valores normalizados, estandarizados y técnicamente posibles.

ARTÍCULO 33.- (INSTALACIONES PARA EL DESPACHO DE CARGA Y DE USO RECÍPROCO). Los montos de contratos de arrendamiento de las instalaciones para el despacho de carga de propiedad del agente de transmisión serán aprobados para períodos de cuatro años por la Superintendencia mediante Resolución. Los montos aprobados podrán modificarse antes de los cuatro años por retiros, incorporaciones ó sustitución de instalaciones que en cualquier caso deberán ser previamente aprobados por la Superintendencia.

En caso de no acordarse el monto del contrato de arrendamiento, se determinará el costo anual de estas instalaciones aplicando la tasa de descuento vigente para la transmisión y un período de ocho años, salvo condiciones diferentes establecidas por acuerdo entre partes en el marco de lo establecido en el artículo 5 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para la determinación del costo de operación, mantenimiento y administración se aplicará la tasa del tres por ciento (3%) sobre el valor aprobado de las instalaciones.

El costo de estas instalaciones una vez aprobado por la Superintendencia será cubierto por todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista en proporción al monto con el que cubren

el costo del Comité.

ARTÍCULO 34.-(FÓRMULA DE INDEXACIÓN PARA EL PEAJE ATRIBUIBLE A LOS GENERADORES Y A LOS CONSUMOS). La fórmula de indexación de los peajes por uso de instalaciones de Transmisión que hacen referencia los artículos 29 y 30 del presente Reglamento es la siguiente:

$$PJG = [a*PD*(1+D)/(PD_o*(1+D_o))+b*IPC/IPC_o]*PJG_o$$

Donde:

PJG	=	Peaje indexado
PJG_o	=	Peaje base
PD	=	Precio del dólar
PD_o	=	Precio base del dólar
D	=	Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de transmisión
D_o	=	Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de transmisión
IPC	=	Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación
IPC_o	=	Índice de precios al consumidor base
a	=	Proporción del costo de las instalaciones de transmisión en el Precio de Nodo de la potencia
b	=	1-a

En las fórmulas anteriores los indicadores corresponderán a las siguientes fuentes:

Precio del dólar: Tipo de cambio oficial comprador determinado por el Banco Central de Bolivia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica;

Índice de Precios al Consumidor: Valor del índice mensual determinado por el Instituto Nacional de Estadística.

La fórmula de indexación se aplicará mensualmente en las condiciones que se establecen en el párrafo siguiente.

Los valores base del dólar (PD_o) serán los vigentes en los días 25 de marzo y 25 de septiembre, para las fijaciones de peaje que entran en vigencia en mayo y noviembre, respectivamente; para determinar los peajes indexados, los valores del dólar corresponderán a los vigentes el día 25 del mes anterior a aquel en que regirán los Precios de Nodo indexados.

El valor base del Índice de Precios al Consumidor (IPC_o) corresponderá al de los meses de marzo y septiembre para la fijación de peajes que entran en vigencia en mayo y noviembre respectivamente. El valor del IPC para determinar los peajes indexados será el del segundo mes anterior a aquel en que los Precios de Nodo indexados tengan vigencia. Si al efectuar la indexación no estuviere publicado el IPC del mes que corresponda, este se incrementará en un monto igual al último incremento del IPC que se hubiere publicado.

Los ponderadores a y b serán calculados por el Comité en cada estudio para fijación de peajes.

ARTÍCULO 35.- (FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN Y DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). Las fórmulas de indexación del costo anual de inversión y de los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del Sistema Troncal de Interconexión son las siguientes:

$$CI = [a*PD*(1+D)/(PD_0*(1+D_0)) + b*IPC/IPC_0]*CI_0$$

$$COYM = [c*PD/PD_0 + d*IPC/IPC_0]*COYM_0$$

Donde:

- CI** = Costo anual de inversión indexado
- CI₀** = Costo anual de inversión base
- COYM** = Costo anual de operación, mantenimiento y administración
- COYM₀** = Costo anual de operación, mantenimiento y administración base
- PD** = Precio del dólar
- PD₀** = Precio base del dólar
- D** = Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de transmisión
- D₀** = Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de transmisión
- IPC** = Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación
- IPC₀** = Índice de precios al consumidor base
- a** = Proporción del costo de equipo importado en el Precio de Nodo de la potencia
- b** = 1-a
- c** = Proporción de componente importada en el COMÍ
- d** = 1-c

En las fórmulas anteriores los indicadores corresponden a las siguientes fuentes:

Precio del dólar: Tipo de cambio oficial comprador determinado por el Banco Central de Bolivia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica;

Índice de Precios al Consumidor: Valor del índice mensual determinado por el Instituto Nacional de Estadística.

Las fórmulas de indexación se aplicarán semestralmente para actualizar los Costos anuales de Inversión y los Costos anuales de operación, mantenimiento y administración. El valor base del dólar será el vigente el día 15 del mes en el que la Superintendencia determine como nivel

de precios para el estudio de los Costos anuales de transmisión, y el valor base del Índice de Precios al Consumidor corresponderá al valor del mes anterior al indicado. Para determinar los valores indexados, el valor del dólar será el vigente el día 25 del mes anterior a aquel en que regirán los valores indexados, y el Índice de Precios al Consumidor será el del segundo mes anterior a aquel en que los valores indexados tendrán vigencia. Si por alguna circunstancia, para efectuar la indexación no estuviera publicado el Índice de Precios al Consumidor del mes que corresponda, este se incrementará en un monto igual al último incremento del Índice de Precios al Consumidor que se hubiere publicado.

Los ponderadores a, b, c y d serán calculados en el mismo estudio que determine los CI y los COYM.

ARTÍCULO 36.- (CÁLCULO Y APROBACIÓN DE PEAJES). Sobre la base del valor de los costos anuales de transmisión a que se refiere el artículo 26 del presente Reglamento, del ingreso tarifario esperado para el semestre siguiente, de la Potencia Firme y de la demanda en los nodos, el Comité calculará los peajes atribuibles a los Generadores y a los consumos y los presentará para aprobación de la Superintendencia, junto con su fórmula de indexación, la cual se estructurará ponderando las fórmulas de indexación de los costos de inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración a que se refiere el artículo anterior, de acuerdo con el porcentaje que representen cada uno de estos costos en el costo anual de Transmisión.

La aprobación de los peajes por la Superintendencia se efectuará mediante Resolución y se someterá a las mismas normas establecidas para la aprobación de los Precios de Nodo y entrará en vigencia en la misma oportunidad que éstos.

ARTÍCULO 37.- (COSTO ANUAL DE TRANSMISIÓN FUERA DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). El costo anual de transmisión de las instalaciones de transformación y de transmisión que no pertenecen al Sistema Troncal de Interconexión, se determina como la suma de los costos anuales de inversión, los costos anuales de operación, mantenimiento y administración y, cuando corresponda, los costos anuales de las pérdidas de transmisión de un Sistema Económicamente Adaptado:

- a) Los costos anuales de inversión, operación mantenimiento y administración se determinan de acuerdo a lo establecido en los incisos a) y b) del artículo 26 del presente Reglamento; y,
- b) El costo anual de las pérdidas de transmisión y transformación, cuando corresponda, se determinará mediante factores de pérdidas representativos de las pérdidas medias de potencia y energía en instalaciones de transmisión económicamente adaptadas. Con dichos factores y con los Precios de Nodo de potencia y energía, se obtendrá el costo de las respectivas pérdidas.

ARTÍCULO 38.- (USO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN NO PERTENECIENTES AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). Se distinguen dos usos de los tramos de las instalaciones de transmisión y transformación no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, atribuibles a los Generadores y a los consumos conectados a dichas instalaciones:

- a) El uso atribuible a los Generadores, se establece cuando el flujo predominante de energía medido anualmente se produce hacia el nodo del Sistema Troncal de Interconexión donde

se conecta la instalación; y,

- b) El uso atribuible a los consumos, se establece cuando el flujo predominante de energía medido anualmente se produce desde el nodo del Sistema Troncal de Interconexión donde se conecta la instalación, hacia los puntos de conexión de los consumos.

El uso de las instalaciones de transmisión fuera del Sistema Troncal de Interconexión, destinadas a transmitir electricidad para exportación será convenido entre el exportador y el Transmisor. El uso de estas instalaciones por parte de otros agentes se registrará según las normas del presente Reglamento.

ARTÍCULO 39.- (REMUNERACIÓN MÁXIMA POR EL USO DE LA TRANSMISIÓN FUERA DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). La remuneración anual por el uso de instalaciones de transmisión y transformación no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, corresponderá como máximo al costo anual de transmisión definido en el artículo 37 del presente Reglamento y será pagada por los agentes a los que se atribuya su uso.

El uso de las instalaciones mencionadas en el presente artículo para conectar Centrales al Sistema Troncal de Interconexión, será pagado por Generadores por los tramos utilizados en proporción a la potencia firme de dichas Centrales.

El uso de las instalaciones mencionadas en el presente artículo para abastecer consumos, será incluido en los precios de suministro a los Distribuidores o Consumidores No Regulados, será pagado por los Generadores que efectúen el suministro, por los tramos utilizados en proporción a la Potencia de Punta retirada para dicho efecto.

Modificación: Decreto Supremo N° 1698 de 21 de agosto de 2013, Disposición Final Primera, incorpora un párrafo al Artículo 39 del Reglamento de Precios y Tarifas, aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

“En caso de uso compartido entre un Distribuidor y uno o varios Consumidores No Regulados, con retiros de energía predominantes para los Consumidores No Regulados, el uso de las instalaciones será atribuido a los Consumidores No Regulados en proporción a la Potencia de Punta retirada por cada uno de estos”.

ARTÍCULO 40.- (ESTUDIO Y APROBACIÓN DE PRECIOS POR EL USO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN NO PERTENECIENTES AL SISTEMATRONCALDE INTERCONEXIÓN).

I. Cada cuatro años las empresas propietarias de instalaciones de transformación y transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, encargarán a una empresa consultora precalificada por la Superintendencia, el estudio para la actualización de los costos anuales de transmisión de los diferentes tramos que conforman sus instalaciones, en base a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. Dichos costos con mantenimiento de valor y sus fórmulas de indexación, para cada uno de los cuatro años del período del estudio, serán presentados a la Superintendencia acompañando los antecedentes que los respalden. La Superintendencia elaborará las bases técnicas del estudio, las cuales deberán ser estrictamente cumplidas.

II. La Superintendencia revisará en un plazo de sesenta (60) días calendario los valores presentados por el Transmisor y efectuará las observaciones que considere pertinentes. En un plazo máximo de treinta (30) días calendario éstas deben ser absueltas a satisfacción de la Superintendencia por el Transmisor, a través del consultor. En un plazo de quince (15) días calendario la Superintendencia aprobará mediante Resolución y publicará los costos de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración para el período de 4 años de vigencia, a más tardar hasta el 1 de marzo del año que corresponda, comenzando a regir dichos valores el 1 de mayo de ese año. Las fórmulas de indexación serán iguales en estructura y condiciones de aplicación a las señaladas para el Sistema Troncal de Interconexión en el artículo 35 del presente Reglamento.

III. Para las instalaciones de transmisión fuera del Sistema Troncal de Interconexión existentes hasta fecha 19 de noviembre de 1999, el estudio de costos de transmisión deberá considerar solamente los factores de adaptación que en los diferentes períodos, puedan aumentar como también disminuir, mientras se mantengan por encima de los valores aprobados por la Superintendencia en el primer estudio de determinación de costos de transmisión para el Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

IV. El valor determinado en el inciso I del presente artículo para aquellas instalaciones incorporadas fuera del Sistema Troncal de Interconexión posteriores a fecha 19 de noviembre de 1999, aprobado por la Superintendencia, permanecerá constante durante el período de vida útil de la instalación. Este valor, una vez aprobado por la Superintendencia, se constituye en un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, a partir de cuyo momento, la instalación será remunerada de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo III del presente Reglamento.

V. Los retiros de tramos de instalaciones de transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, requerirán la autorización mediante Resolución de la Superintendencia, la misma que deberá rebajar el costo de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración correspondientes.

VI. Las adiciones de instalaciones de Transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, serán autorizadas por la Superintendencia mediante Resolución, la misma que deberá adicionar el costo de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración correspondientes.

VII. Semestralmente, el 31 de marzo y el 30 de septiembre, las empresas propietarias de instalaciones de transformación y transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, presentarán a la Superintendencia los precios y fórmulas de indexación por uso de estas instalaciones sobre la base de los costos anuales de transmisión mencionados en los numerales II, III y IV del presente artículo, y de los retiros y adiciones a que se refiere los numerales V y VI del presente artículo, se acompañarán los antecedentes que respalden los valores presentados. La Superintendencia efectuará las observaciones que procedan, que serán absueltas por las empresas y aprobará mediante Resolución y publicará dichos precios en la misma oportunidad que los Precios de Nodo.

ARTÍCULO 41.- (SERVICIO DE TRANSPORTE EN INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN). Los Distribuidores tienen la obligación de prestar el servicio de transporte en instalaciones de distribución, a otros Agentes del mercado, de acuerdo a los siguientes principios, previa la suscripción del contrato correspondiente:

- a) Acceso abierto y no discriminatorio;
- b) La obligación de abastecimiento de transporte no debe afectar a la capacidad requerida para el servicio a sus consumidores regulados;
- c) En caso que la capacidad de transporte requerida sea mayor a la disponible, el Distribuidor podrá realizar las ampliaciones correspondientes de mutuo acuerdo con el o los agentes solicitantes;
- d) La remuneración por el servicio de transporte en instalaciones de distribución deberá seguir los mismos criterios que los establecidos, en el presente Reglamento, para el Sistema Troncal de Interconexión en caso de instalaciones de uso común y fuera del Sistema Troncal de Interconexión para instalaciones dedicadas.

La Superintendencia, en un plazo de 180 días calendario a partir de la promulgación del presente Reglamento, deberá aprobar mediante Resolución la metodología de remuneración para el servicio de transporte en instalaciones de distribución, en concordancia con lo establecido en el artículo 51 de la Ley y artículo 49 del presente Reglamento.

CAPÍTULO IV PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

ARTÍCULO 42.- (PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN). Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta; c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía

Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos.

ARTÍCULO 43.- (ESTRUCTURAS TARIFARIAS). La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento o una combinación de ellos.

La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión.

ARTÍCULO 44.- (PROYECCIÓN DE LA DEMANDA). La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del Distribuidor y

abastecidos por éste, se efectuará, para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes. Las variaciones significativas de las tasas de crecimiento deberán ser debidamente explicadas por el Distribuidor.

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas.

ARTÍCULO 45.- (COSTOS DE SUMINISTRO). Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución.

Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución, de acuerdo con el detalle siguiente:

- a) Los costos de compras de electricidad se reflejarán directamente en las tarifas base, a través de los Precios de Nodo de Energía y Potencia de Punta de los nodos que abastecen al Distribuidor, a los que se adicionarán, cuando sea pertinente los precios por el uso de instalaciones de transformación y transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión. Los precios así obtenidos se incrementarán en factores de pérdidas calculados en base a las pérdidas medias de energía y Potencia de Punta en la red de Distribución, respectivamente;
- b) Los costos de consumidores comprenden: Supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de clientes y otros relacionados con la comercialización de electricidad incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas a que hace referencia el artículo 47 de la Ley de Electricidad;
- c) Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a ley graven a la actividad de la Concesión;
- d) Los costos de operación comprenden: Supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la Concesión e incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas a que hace referencia el artículo 47 de la Ley de Electricidad.
- e) Los costos de mantenimiento comprenden: Supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la Concesión e incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas a que hace referencia el artículo 47 de la Ley de Electricidad;

- f) Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la Concesión, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas a que hace referencia el artículo 47 de la Ley de Electricidad;
- g) La cuota anual de depreciación de los activos tangibles afectos a la Concesión se calculará aplicando las tasas de depreciación y procedimientos aprobados a este efecto por la Superintendencia mediante Resolución;
- h) La cuota anual de amortización del activo intangible afecto a la Concesión, que se calculará en base a un plan de amortizaciones aprobado por la Superintendencia mediante Resolución; y,
- i) Los costos financieros comprenden: Intereses y otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular para la expansión de las instalaciones de distribución en su zona de Concesión, con las limitaciones que disponga la Superintendencia de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 46.-(COSTOS NO RECONOCIDOS). No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la Concesión.

ARTÍCULO 47.-(PROYECCIÓN DE COSTOS). Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.

Modificación: Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, Artículo 5, numeral I, modifica el segundo párrafo del Artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas.

“Las proyecciones de costos se determinarán a precios del año base que corresponde al año anterior al que se efectúe el estudio tarifario, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia de Electricidad.”

Norma DEROGADA:

~~Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia.~~

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán

presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Para las proyecciones de costos para el período de cuatro años, la Superintendencia establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período.

ARTÍCULO 48.-(COSTO DE DISTRIBUCIÓN). El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros, detallados en los incisos c) al i) del artículo 45 del presente Reglamento, más la utilidad determinada según lo dispuesto en el artículo 50 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 49.-(INGRESOS PREVISTOS). Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión, incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas serán los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los otros ingresos corresponderán a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión.

Cuando existan otros Agentes para cuyo suministro se requiera utilizar las instalaciones del Distribuidor, el costo de dicho uso se considerará como parte de otros ingresos, aún cuando el suministro lo efectúe el propio Distribuidor.

ARTÍCULO 50.- (PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESIÓN). El patrimonio afecto a la Concesión, será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo, de acuerdo a las siguientes normas:

- a) El activo fijo neto se define como el valor de los activos tangibles en operación, incluyendo intereses durante la construcción, y el activo intangible destinados al ejercicio de la Concesión, menos el valor de los bienes retirados, menos el monto acumulado de las depreciaciones de los activos tangibles y menos el monto acumulado de las amortizaciones del activo intangible. El valor del activo intangible no será mayor al dos por ciento (2%) del valor del activo tangible. El activo fijo neto, no incluirá instalaciones de Generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad, ni instalaciones de alumbrado público;
- b) El capital de trabajo neto será un monto suficiente para cubrir las necesidades de una operación normal y continua del sistema de Distribución, no superior a un doceavo de los ingresos anuales previstos; y,

- c) El valor del pasivo de largo plazo es el saldo de la deuda a largo plazo contraída por el Titular para el financiamiento de bienes afectos al ejercicio de la Concesión que figuran en los incisos a) y b) del presente artículo.

El patrimonio afecto a la Concesión se determinará para cada nivel de tensión del cálculo de las tarifas base y será el valor promedio representativo de los valores proyectados para un período de cuatro años.

ARTÍCULO 51.- (UTILIDAD). La utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión establecido en el artículo 50 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 52.- (PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA A LA ENTRADA DE LA RED DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN). Los precios de energía y de Potencia de Punta a la entrada de la red de Distribución de media tensión, serán los precios de energía y Potencia de Punta a nivel de subtransmisión y se calcularán adicionando a los Precios de Nodo del nodo del Sistema Troncal de Interconexión que abastece a la red de Distribución, los costos de subtransmisión que incluyen, costos transformación y transmisión de instalaciones no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión usadas para conducir la electricidad desde el nodo del Sistema Troncal de Interconexión hasta la entrada de la red de Distribución. Se aplicarán las fórmulas siguientes:

$$\text{PEST} = \text{PNE} \times \text{FPEST}$$

$$\text{PPST} = \text{PNP} \times \text{FPPST} + \text{CST}$$

Donde:

PEST Precio de energía en subtransmisión.

PPST Precio de Potencia de Punta en subtransmisión.

PNE Precios de Nodo de Energía en el nodo de alimentación.

PNP Precios de nodo de Potencia de Punta en el nodo de alimentación.

FPEST Factor de pérdidas medias de energía de subtransmisión.

FPPST Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta de subtransmisión.

CST Costo unitario de subtransmisión

Cuando existan varios puntos de suministro a la zona de Concesión del Distribuidor, se determinarán precios promedio de compra ponderando los precios de los diferentes puntos de suministro por las cantidades de potencia y energía correspondientes.

ARTÍCULO 53.- (CÁLCULO Y APLICACIÓN DE LAS TARIFAS BASE). Las tarifas base señaladas en el artículo 42 del presente Reglamento, para cada nivel de tensión y para su aplicación en períodos mensuales, se determinarán de la siguiente manera:

1. El Cargo de Consumidor

Se calculará como la relación entre los costos de consumidores y el número promedio anual de

Consumidores Regulados del Distribuidor, correspondientes al nivel de tensión respectivo. Este cargo se aplicará mensualmente a cada consumidor.

2. Cargo por Potencia de Media Tensión

El cargo de potencia en el nivel de media tensión, está constituido por:

- a) Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión, calculado como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de media tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión;
- b) Cargo por Potencia de Punta en media tensión, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión, más el cargo por potencia fuera de punta, La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$\text{CPMT} = \text{PPST} * \text{FPPMT} + \text{CFMT}$$

Donde:

CPMT Cargo por Potencia de Punta en media tensión.

PPST Precio de Potencia de Punta en subtransmisión.

FPPMT Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en la red de media tensión;

CFMT Cargo por potencia fuera de punta de media tensión.

La aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resume en la siguiente relación:

$$\text{IPMT} = \text{CPMT} * \text{PPMT} + \text{CFMT} * (\text{PFMT} - \text{PPMT})$$

Donde:

IPMT Ingresos por potencia en media tensión.

PPMT Potencia de Punta en media tensión. Es la potencia coincidente con la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional.

PTMT Potencia fuera de punta en media tensión. Es la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión.

CFMT Cargo por potencia fuera de punta de media tensión.

3. Cargo por Potencia en Baja Tensión

El cargo de potencia en el nivel de baja tensión, está constituido por:

- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta en baja tensión, calculado como la relación entre los Costos de Distribución, correspondientes al nivel de baja tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de baja tensión;

- d) Cargo por Potencia de Punta en baja tensión, es el cargo por Potencia de Punta de media tensión, multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia en baja tensión, mas el cargo por potencia fuera de punta, correspondiente al nivel de baja tensión. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$\mathbf{CPBT = CPMT*FPPBT + CFBT}$$

Donde:

CPBT Cargo por Potencia de Punta en baja tensión.

CPMT Cargo por Potencia de Punta en media tensión.

CFBT Cargo por potencia fuera de punta en baja tensión.

FPPBT Factor de pérdidas medias de potencia en la red de baja tensión;

La aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resumen en la siguiente relación:

$$\mathbf{IPBT = CPBT*PPBT + CFBT*(PFBT -PPBT)}$$

Donde:

IPBT Ingresos por potencia en Baja Tensión

PPBT Potencia de Punta en baja tensión. Es la potencia coincidente con la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional.

PFBT Potencia fuera de punta en baja tensión. Es la sumatoria de demandas máximas individuales a nivel de baja tensión.

CFBT Es el cargo por potencia fuera de punta en baja tensión.

4. Cargo por Energía en los niveles de media y baja tensión

El cargo por energía en media tensión es el precio de la energía a nivel de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía de media tensión. El cargo por energía en baja tensión es igual al cargo por energía en media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía en baja tensión. Las fórmulas de estos cargos son las siguientes:

$$\mathbf{CEMT = PEST*FPEMT}$$

$$\mathbf{CEBT = CEMT*FPEBT}$$

Donde:

CEMT Cargo por energía en media tensión.

CEBT Cargo por energía en baja tensión.

PEST Precio de energía a nivel de subtransmisión.

FPEMT Factor de pérdidas medias de energía en media tensión.

FPEBT Factor de pérdidas medias de energía en baja tensión.

ARTÍCULO 54.- (FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS). El factor de pérdidas medias

de energía para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de energía correspondientes. La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$\text{FPE} = 1/(1 - \text{pe})$$

Donde:

FPE Es el factor de pérdidas medias de energía.

pe Es el valor unitario de las pérdidas de energía. .

El factor de pérdidas medias de potencia para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de potencia correspondientes.

$$\text{FPP} = 1/(1 - \text{pp})$$

Donde:

FPP Es el factor de pérdidas medias de potencia.

pp Es el valor unitario de las pérdidas de potencia.

Modificación: Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, Artículo 2, numeral I, modifica el Artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas.

“ARTÍCULO 55.- (FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS TARIFAS BASE). Las fórmulas de indexación de los cargos componentes de las tarifas base de Distribución, serán las siguientes:

a) *Para los cargos por consumidor:*

$$CC = CC0 * (a * IPC/IPC0 + b * PD/PD0 - n * X_{cc})$$

Dónde:

CC Carga por consumidor

CC0 Carga por consumidor base a Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional

B Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Estadounidenses

IPC Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto

IPC0 Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución

PD Precio del dólar

PD0 Precio base del dólar

Xcc Índice de disminución mensual de los costos de consumidor

n Número del mes de la indexación respecto del mes base

- b) *La indexación de los cargos por Potencia de Punta descritos en los incisos b) y d) del Artículo 53 del presente Reglamento, se realizará en sus dos componentes, el primero correspondiente al producto del cargo de la Potencia de Punta a la entrada del nivel de tensión por el respectivo factor de pérdidas de ese nivel de tensión y el segundo, correspondiente al cargo por potencia fuera de punta del nivel de tensión considerado, de acuerdo a las siguientes expresiones:*

$$CPP = (CPPE/CPPE0) * (1 - n * Xpp) * CPP0$$

Dónde:

CPP Primer componente del cargo por Potencia de Punta del nivel de tensión, correspondiente al mes de la indexación

CPP0 Primer componente del cargo por Potencia de Punta base del nivel de tensión

CPPE Cargo por Potencia de Punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación

CPPE0 Cargo por Potencia de Punta base a la entrada del nivel de tensión

Xpp Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión

n Número del mes de la indexación respecto del mes base

$$CFP = CFP0 * (a * IPC/IPC0 + b * PD/PD0 - p1 * n * Xcom p2 * n * Xcag + p3 * ZI + p4 * ZT)$$

Dónde:

CFP Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión

CFP0 Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión

a Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional

b Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Estadounidenses

IPC Índice de precios al consumidor del mes de la indexación, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto

IPC0 Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución

PD Precio del dólar

PD0 Precio base del dólar

Xcom Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión

Xcag Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión

ZI Índice de variación de los impuestos directos

ZT Índice de variación de las tasas

p1 Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado

p2 Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado

p3 Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado

p4 Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado

n Número del mes de la indexación respecto del mes base

c) Para los cargos por energía:

$$CE = (CCE/CCE0) * (1 - n * Xpe) * CE0$$

Dónde:

CE Cargo por energía indexado del nivel de tensión

CE0 Cargo por energía base del nivel de tensión

CCE Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación

CCE0 Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión base

Xpe Índice mensual de reducción de pérdidas de energía

n Número del mes de la indexación respecto del mes base

Los valores de los ponderadores “a” y “b” serán aprobados al inicio de cada período tarifario mediante Resolución Administrativa emitida por el Organismo Regulador.”

Norma DEROGADA:

ARTÍCULO 55. (FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS TARIFAS BASE). Las fórmulas de indexación de los cargos componentes de las tarifas base de Distribución, serán las siguientes:

a) Para los cargos por consumidor:

$$CC = CC_o * (IPC / IPC_o - n * X_{cc})$$

Donde:

CC — Cargo por consumidor

CC_o — Cargo por consumidor base

IPC — Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.

IPC_o — Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.

X — Índice de disminución mensual de los costos de consumidor

CC_n — Número del mes de la indexación respecto del mes base.

b) La indexación de los cargos por Potencia de Punta descritos en los incisos b) y d) del artículo 53 del presente Reglamento, se realizará en sus dos componentes, el primero correspondiente al producto del cargo de la Potencia de Punta a la entrada del nivel de tensión por el respectivo factor de pérdidas de ese nivel de tensión y el segundo, correspondiente al cargo por potencia fuera de punta del nivel de tensión considerado, de acuerdo a las siguiente expresiones:

$$CPP = (CPPE / CPPE_o) * (1 - n * X_{pp}) * CPP_o$$

Donde:

CPP — Primer componente del cargo por Potencia de Punta del nivel de tensión, correspondiente al mes de la indexación.

CPP_o — Primer componente del cargo por Potencia de Punta base del nivel de tensión.

CPPE — Cargo por Potencia de Punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.

CPPE_o — Cargo por Potencia de Punta base a la entrada del nivel de tensión.

X_{pp} — Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del

nivel de tensión.

n — Número del mes de la indexación respecto del mes base

$$CFP = CFP_o * (IPC / IPC_o - n * p1 * X_{COM} - n * p2 * X_{GAG} + p3 * ZI + p4 * ZT)$$

Donde:

CFP — Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.

CFP_o — Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión.

IPC — Índice de precios al consumidor del mes de la indexación, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.

IPC_o — Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.

X_{COM} — Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.

X_{GAG} — Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.

ZI — Índice de variación de los impuestos directos

ZT — Índice de variación de las tasas

p1 — Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

p2 — Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

p3 — Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

p4 — Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

n — Número del mes de la indexación respecto del mes base.

e) Para los cargos por energía:

$$CE = (CCE / CCE_o) * (1 - n * X_{PE}) * CE_o$$

Donde:

CE — Cargo por energía indexado del nivel de tensión.

CE_o — Cargo por energía base del nivel de tensión.

CCE — Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de

~~la indexación~~

~~CCE_o Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión base~~

~~X_{PE} Índice mensual de reducción de pérdidas de energía~~

~~n Número del mes de la indexación respecto del mes base~~

ARTÍCULO 56.- (CARGOS POR CONEXIÓN Y RECONEXIÓN). Los cargos por conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución, juntamente con la aprobación de tarifas.

El cargo por conexión será aplicado a todo nuevo consumidor que se conecte a la red de distribución; el cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro.

ARTÍCULO 57.- (DEPÓSITO DE GARANTÍA). El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual le será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

ARTÍCULO 58.- (APROBACIÓN DE TARIFAS). Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este período, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas base, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 59.- (MEDICIÓN Y FACTURACIÓN). Mensualmente, el Distribuidor realizará la medición de todos los parámetros requeridos para la facturación de todos sus consumidores regulados y aplicará las estructuras tarifarias que correspondan para obtener el monto de facturación por venta de electricidad. A dicho monto se adicionarán los montos por tasas e impuestos de ley, no considerados en el cálculo de tarifas y relacionados directamente con el suministro, para obtener el monto total de facturación a incluir en la factura.

Modificación: Decreto Supremo N° 27003 de 17 de abril de 2003, Artículo 2, numeral I, modifica el segundo párrafo del Artículo 59 del Reglamento de Precios y Tarifas.

“Las facturas se emitirán mensualmente e incluirán toda la información que determine la Superintendencia, necesaria para su verificación y cancelación. No se incluirá en las facturas ningún cobro que no tenga relación directa con el suministro, excepto la tasa por alumbrado público, la tasa de aseo y recojo de la basura y, el cobro de los Certificados de Aportación que los cooperativistas asuman de manera expresa y voluntaria”.

~~Las facturas se emitirán mensualmente e incluirán toda la información que determine la Superintendencia necesaria para su verificación y cancelación. No se incluirá en las facturas ningún cobro que no tenga relación directa con el suministro, excepto la tasa por alumbrado público y la tasa de aseco y recojo de basura que disponga la autoridad correspondiente en sujeción a las leyes vigentes.~~

Las Distribuidoras, en función a sus características comerciales propias, podrán solicitar la aprobación de la Superintendencia para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores al establecido en el presente artículo.

Modificación: Decreto Supremo N° 27003 de 17 de abril de 2003, Artículo 2, numeral II, incluye un párrafo adicional en el Artículo 59 del Reglamento de Precios y Tarifas.

“En todos los casos, el corte del servicio eléctrico solo procederá por falta de pago del servicio eléctrico, conforme a lo determinado por el Artículo 18 del Reglamento de Infracciones y Sanciones de la Ley de Electricidad”.

ARTÍCULO 60.- (ESTUDIOS TARIFARIOS). Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Superintendencia entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que estos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia.

Tres meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Titular entregará a la Superintendencia el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes y las respectivas fórmulas de indexación, así como el respectivo informe de respaldo; la Superintendencia en el plazo de un mes aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, formulando fundamentadamente las observaciones que considere pertinentes.

El Titular, a través de las empresas consultoras, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a las tarifas y sus fórmulas de indexación, y enviará el estudio corregido a la Superintendencia en el plazo de quince (15) días de recibidas las observaciones. De persistir discrepancias entre la Superintendencia y el Titular, la Superintendencia contratará un consultor de entre los registrados en la Superintendencia, para que entregue una opinión definitiva sobre los puntos discutidos, la cual será incorporada por la Superintendencia en el estudio para obtener las tarifas definitivas.

CAPÍTULO V PRECIOS MÁXIMOS DE LOS SISTEMAS AISLADOS

ARTÍCULO 61.- (SISTEMAS AISLADOS NO INTEGRADOS VERTICALMENTE). En los Sistemas Aislados en los que las actividades de la Industria Eléctrica no se desarrollen integradamente y/o en los Sistemas Aislados en los que la actividad de la generación sea desarrollada por más de un Generador, los precios de la electricidad, se establecerán siguiendo los lineamientos estipulados por el presente Reglamento para determinar los precios de la electricidad en el Sistema Interconectado Nacional.

En consideración a las características propias de la operación del respectivo Sistema Aislado y aplicando en todo aquello que sea posible los lineamientos correspondientes estipulados para el Sistema Interconectado Nacional, la Superintendencia emitirá mediante Resolución Administrativa los procedimientos a seguir, para:

- a) La conformación del respectivo Comité Regional de Despacho de Carga, sus funciones y organización;
- b) La operación óptima de las instalaciones de generación y transmisión;
- c) La administración por parte del Comité Regional de Despacho de Carga del mercado de transacciones de compra venta de electricidad entre los agentes del Sistema Aislado;
- d) El cálculo por parte del Comité Regional de Despacho de Carga, de los precios máximos para el suministro de Generadores a Distribuidores;
- e) La contratación para el suministro de electricidad de los Generadores, por parte de los Distribuidores; y,
- f) Otros procedimientos que la Superintendencia considere necesarios para el mejor desarrollo de las actividades de la Industria Eléctrica en el Sistema Aislado. o de las actividades de la Industria Eléctrica en el Sistema Aislado.

ARTÍCULO 62.- (PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN EN LOS SISTEMAS AISLADOS NO INTEGRADOS VERTICALMENTE). Los precios máximos para el suministro de electricidad a los Consumidores Regulados por parte de las empresas a cargo de la actividad de Distribución en los Sistemas Aislados mencionados en el artículo anterior, se establecerán siguiendo los mismos procedimientos establecidos en Capítulo IV del presente Reglamento. La tasa de retorno sobre el patrimonio será como máximo la tasa de retorno vigente definida por la Superintendencia para las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional, sin embargo la Superintendencia y la empresa a cargo de la actividad de Distribución en el respectivo Sistema Aislado, podrán convenir tasas de retorno inferiores para la determinación de las correspondientes tarifas base.

ARTÍCULO 63.- (PRECIOS MÁXIMOS EN LOS SISTEMAS AISLADOS INTEGRADOS VERTICALMENTE). Los precios máximos de la electricidad para el suministro a los Consumidores Regulados en los sistemas integrados verticalmente se determinarán aplicando las estipulaciones del Capítulo IV del presente Reglamento. Para este fin, la Superintendencia emitirá mediante Resolución Administrativa, las adecuaciones que correspondieran para extender la cobertura de los diferentes parámetros del cálculo tarifario de la actividad de Distribución, a las actividades de generación y transmisión que correspondan.

La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la respectiva Concesión del Sistema Aislado, será como máximo la tasa de retorno vigente definida por la Superintendencia para las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional, sin embargo la Superintendencia y el Titular de la Concesión del respectivo Sistema Aislado, podrán convenir tasas de retorno inferiores para la determinación de las correspondientes tarifas base.

Disposición DEROGADA por la Disposición Única (Abrogación y Derogación) del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE (RLPA-SIRESE) aprobado mediante Decreto

CAPÍTULO VI
RECURSOS DE REVOCATORIA Y JERÁRQUICO

~~**ARTÍCULO 64.-(RECURRIBILIDAD Y RECURSOS).** Los Recursos de Revocatoria y Recursos Jerárquicos, se regirán por la Ley del SIRESE N° 1600 de 28 de octubre de 1994 y sus disposiciones reglamentarias correspondientes.~~

CAPÍTULO VII
DISPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIAS

ARTÍCULO 65.-(ADECUACIONES TARIFARIAS). A objeto de facilitar la adecuación tarifaria, a partir de lo establecido en el Título V del Código de Electricidad, hasta alcanzar lo establecido en el Título V de la Ley de Electricidad y el presente Reglamento, la Superintendencia establecerá mediante Resolución Administrativa, los procedimientos a aplicar para la determinación de los precios sujetos a regulación, en el marco de los principios establecidos en el artículo 3 de dicha Ley, dentro del período de transición determinado en el Decreto Supremo N° 25786 de fecha 25 de mayo del 2000.

ARTÍCULO 66.- (ESTUDIOS DE DISTRIBUCIÓN). En un plazo de seis meses a partir de la vigencia de la Ley de Electricidad y del presente Reglamento, la Superintendencia establecerá los términos de referencia para la realización de los primeros estudios de tarifas de Distribución, que tomen en cuenta las restricciones impuestas por la necesidad de adoptar un esquema transitorio para la aplicación plena de las disposiciones correspondientes de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

ARTÍCULO 67.-(PROCEDIMIENTOS ESPECÍFICOS). Los procedimientos específicos a los que se hace referencia en el presente reglamento, serán elaborados, determinados y aprobados por la Superintendencia, en consulta con el Ministerio de Desarrollo Económico a través del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

Modificación: Decreto Supremo N° 29863 17 de diciembre de 2008, Artículo Único, modifica el Artículo 68 incorporado por Decreto Supremo N° 26394 de 17 de noviembre de 2001, al Reglamento de Precios y Tarifas.

“ARTÍCULO 68.- (EXTENSIÓN DEL PEAJE ESTAMPILLA).

Modificación: Decreto Supremo N° 1698 de 21 de agosto de 2013, Disposición Final Segunda, modifica los párrafos primero y segundo del Artículo 68 del Reglamento de Precios y Tarifas, incorporado por Decreto Supremo N° 26394 de 17 de noviembre de 2001, modificado Decreto Supremo N° 29863 de 17 de diciembre de 2008.

En la determinación del peaje unitario establecido en el Artículo 30 del presente Reglamento, se incluirá al valor del peaje total atribuible a los consumos del Sistema Troncal de Interconexión, el costo anual de las líneas: Punutuma - Telamayu, Telamayu - Chilcobija, Chilcobija -Tupiza, Tupiza - Villazón, Subestación Villazón, Caranavi - Guanay, Chuspipata - Chojilla, Sucre - Padilla y Subestación Uyuni, cuyo uso, según el Artículo 38 del presente Reglamento, es atribuible a los consumos; y en la potencia de punta de todos los agentes consumidores se incluirá las potencias de los consumos conectados a estas líneas.

Para el caso de las líneas Tupiza - Villazón y Sucre - Padilla, el costo anual de dicha línea deberá considerar solamente los Costos de Operación y Mantenimiento asociados a dicha instalación”.

~~*En la determinación del peaje unitario establecido en el Artículo 30 del presente Reglamento, se incluirá al valor del peaje total atribuible a los consumos del Sistema Troncal de Interconexión, el costo anual de las líneas: Punutuma - Telamayu, Telamayu - Chilcobija, Chilcobija -Tupiza, Tupiza - Villazón, Subestación Villazón, Chuquiaguillo - Chuspipata, Chuspipata - Caranavi, Caranavi - Guanay, y Chuspipata - Chojilla, cuyo uso, según el Artículo 38 del presente Reglamento, es atribuible a los consumos; y en la potencia de punta de todos los agentes consumidores se incluirá las potencias de los consumos conectados a estas líneas.*~~

~~*Para el caso de la línea Tupiza - Villazón, el costo anual de dicha línea deberá considerar solamente los Costos de Operación y Mantenimiento asociados a dicha instalación.*~~

Este peaje unitario que se determina con las inclusiones establecidas en el presente Artículo, se aplicará a cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión y nodos de las líneas mencionadas donde se conectan consumos, hasta la inclusión total o parcial de estas instalaciones al Sistema Troncal de Interconexión – STI, momento a partir del cual dicha instalación dejará de ser remunerada de acuerdo a lo establecido en el presente Artículo y pasará a ser remunerada en el marco del Capítulo III del Reglamento de Precios y Tarifas.

En caso de que alguna de las instalaciones mencionadas, no sea de propiedad de un agente transmisor, el propietario deberá firmar un contrato de Operación y Mantenimiento con un agente transmisor, el cual actuará como agente de retención de la remuneración por concepto del Costo Anual de Inversión establecido en el Artículo 26 del Reglamento de Precios y Tarifas.”

Norma DEROGADA:

Modificación: Decreto Supremo N° 26394 de 17 de noviembre de 2001, Artículo Único, modifica el Reglamento de Precios y Tarifas con la incorporación del Artículo 68 al Capítulo VII.

~~**“ARTÍCULO 68. (EXTENSIÓN DEL PEAJE ESTAMPILLA).** *En la determinación del peaje unitario establecido en el Artículo 30 del presente Reglamento, se incluirá al valor del peaje total atribuible a los consumos del Sistema Troncal de Interconexión, el costo anual de las líneas: Punutuma - Telamayo, Telamayu - Chilcobija, Chilcobija -Tupiza, Chuquiaguillo - Chuspipata, Chuspipata - Caranavi, Caranavi - Guanay, Chuspipata - Chojilla, cuyo uso, según el artículo 38 del presente Reglamento, es atribuible a los consumos; y en la potencia de punta de todos los agentes consumidores se incluirá las potencias de los consumos conectados a estas líneas.*~~

~~*Este peaje unitario que se determina con las inclusiones establecidas en el presente Artículo, se aplicará a cada*~~

nodo del Sistema Troncal de Interconexión y nodos de las líneas mencionadas donde se conectan consumos, durante un período de siete (7) años, el mismo que podrá ser modificado mediante Decreto Supremo, en función a la evolución de la demanda de energía eléctrica en las líneas mencionadas”.