
Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por REDESUR S.A.

Contra las Resoluciones:

OSINERG N° 104-2003-OS/CD
OSINERG N° 105-2003-OS/CD

Lima, 19 de setiembre de 2003

Resumen Ejecutivo

Con fecha 08 de agosto de 2003, la Empresa Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "REDESUR"), interpuso recurso de reconsideración contra las resoluciones OSINERG N° 104-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, que fijaron las tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión.

En su recurso REDESUR solicita, como Pretensión Principal, se declare fundado su recurso de reconsideración parcial contra las resoluciones impugnadas y, como Pretensión Accesorio a la Principal, que se revoquen las resoluciones impugnadas, en el extremo que fijan el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía Local correspondiente a la Subestación de Tacna y se recalcule dicha tarifa con el fin de cubrir el Costo Medio anual, de conformidad con lo establecido en el artículo 139° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE").

Asimismo, reclama que el OSINERG no le ha hecho extensivo los alcances del Artículo 2° del Decreto Supremo 029-2002-EM vigente a partir del año 2003.

Se recomienda declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por REDESUR, en lo que se refiere a la aplicación del Decreto Supremo N° 029-2002-EM en la determinación de las compensaciones correspondiente a la subestación Tacna, e infundado en lo demás que contiene.

Como resultado de aplicar dicho Decreto Supremo, se debe establecer el CPSEE, correspondiente a la S.E. Tacna 220/66/10 kV, en 0,7283 Ctm.S./kWh, este valor representa un incremento de 6,8% respecto al peaje vigente.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	RECURSO DE RECONSIDERACIÓN.....	5
2.1.	SUSTENTO DEL PETITORIO	6
2.2.	ANÁLISIS DEL OSINERG	8
2.2.1.	<i>Determinación del Peaje Secundario Unitario</i>	<i>10</i>
2.2.2.	<i>Aplicación del Decreto Supremo 029-2002-EM.....</i>	<i>14</i>
3.	DETERMINACIÓN DEL CARGO DE PEAJE SECUNDARIO EQUIVALENTE DE ENERGÍA LOCAL (CPSEE01).....	15
4.	RECOMENDACIONES.....	19

1. Introducción

De conformidad con lo dispuesto por el literal b) del Artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹ (en adelante “LCE”), las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión deberán ser reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante “OSINERG”). De acuerdo con lo estipulado por el Artículo 44° de la LCE², la referida regulación será efectuada, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

Mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD se aprobó la norma denominada “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, dentro de la cual se encuentra el Anexo B “Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión”. Este procedimiento establece los pasos a seguir en la regulación de los correspondientes cargos de la transmisión secundaria. Así mismo, ordena,

¹ **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

² **Artículo 44°.-** Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

mediante la Segunda Disposición Transitoria³, que la fecha de inicio para la regulación correspondiente al año 2003, debería ocurrir, antes del 01 de febrero.

Efectivamente, el proceso de fijación de tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") se inició antes del 01 de febrero de 2003 con la presentación de los "Estudios Técnico Económico con las Propuestas de Tarifas y Compensaciones", preparados por los titulares de los SST y remitidos al OSINERG para su evaluación. De acuerdo con el procedimiento aprobado, las referidas propuestas fueron consignadas en la página WEB de OSINERG hasta el día 14 de febrero de 2003.

Como parte del proceso regulatorio se convocó a Audiencia Pública, que se llevó a cabo el día viernes 07 de marzo de 2003. En esta audiencia los titulares de SST tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas de fijación de tarifas, recibieron los comentarios y observaciones de los asistentes y dieron una primera respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 28 de marzo de 2003, el OSINERG remitió a los titulares de los SST los informes correspondientes con las observaciones encontradas a los estudios técnico económicos señalados anteriormente.

Las observaciones señaladas fueron revisadas y respondidas por los titulares de transmisión con fecha 22 de abril de 2003. Los informes con las propuestas finales de las empresas concesionarias fueron consignados en la página WEB del OSINERG hasta el día 25 de abril de 2003.

Con fecha 02 de junio de 2003 el OSINERG publicó, con Resolución OSINERG N° 081-2003-OS/CD el "Proyecto de Resolución que Fija las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión" y publicó en su página WEB la información que la sustenta.

Se convocó a una segunda Audiencia Pública, llevada a cabo el día 24 de junio de 2003, en la cual el OSINERG expuso los criterios, metodología, modelos y resultados empleados y contenidos en el Proyecto de Resolución. También recibió los comentarios y observaciones de los asistentes a los cuales se dieron las primeras respuestas.

Posteriormente los interesados presentaron sus opiniones y sugerencias al Proyecto de Resolución hasta el día del 27 de junio de 2003.

Después del análisis de las observaciones y sugerencias recibidas, con fecha 16 de julio de 2003, el OSINERG publicó las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD, OSINERG N° 104-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, que fijan y, en su caso, consignan las Tarifas y Compensaciones de los SST.

³ **SEGUNDA DISPOSICIÓN TRANSITORIA:** El procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión a que se refiere el Anexo B de la presente norma, comenzará en esta única oportunidad, antes del 1 de febrero de 2003, entendiéndose proporcionalmente prorrogados para dicha fijación, los demás plazos que aparecen en el citado Anexo.

De acuerdo al cronograma del proceso, los interesados interpusieron sus recursos de reconsideración, contra las resoluciones citadas anteriormente, hasta el día 08 de agosto de 2003, los que fueron publicados en la página WEB del OSINERG hasta el 13 de agosto de 2003.

Con fecha 08 de agosto de 2003, REDESUR interpuso su Recurso de Reconsideración contra las Resoluciones OSINERG N° 104-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD.

Posteriormente, ante el pedido de OSINERG para que aclare su petitorio, REDESUR presentó su escrito, recibido con fecha 14 de agosto de 2003, señalando la pretensión principal y la accesorio de su recurso impugnativo.

El Consejo Directivo del OSINERG convocó a una tercera Audiencia Pública para que los interesados, que presentaron recursos de reconsideración contra las resoluciones mencionadas anteriormente, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 20 de agosto de 2003.

2. Recurso de Reconsideración

REDESUR solicita, como Pretensión Principal, se declare fundado su recurso de reconsideración parcial contra las resoluciones impugnadas y, como Pretensión Accesorio a la Principal, que se revoken las resoluciones impugnadas, en el extremo que fijan el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía Local correspondiente a la Subestación de Tacna y se recalcule dicha tarifa con el fin de cubrir el Costo Medio anual, de conformidad con lo establecido en el Artículo 139° de la LCE⁴.

⁴ **Artículo 139°.-** Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

- a) El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;

La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

(...)

2.1. Sustento del petitorio

REDESUR fundamenta su petitorio en el Artículo 49° de la LCE⁵ y en la definición de Costo Medio⁶ contenida en el Anexo de dicha Ley;

La recurrente hace mención al Artículo 139° del Reglamento de la LCE, en la parte correspondiente al procedimiento a seguir para el caso de la demanda servida exclusivamente por instalaciones del SST, resaltando que el Peaje Secundario Unitario permite cubrir el 100% del Costo Medio anual;

De los artículos antes mencionados, concluye afirmando que *“... el peaje secundario unitario debe cubrir el Costo Medio anual, entendiendo por tal a la anualidad de la inversión y a los costos de operación y mantenimiento”*; sin embargo, sostiene, el informe OSINERG-GART N° 29-2003 que sustentó las resoluciones impugnadas menciona que el peaje unitario fijado por el OSINERG cubre únicamente el 81% del Costo Medio Anual. Agrega la recurrente, que *“...OSINERG ha considerado que se cumple con la Ley de Concesiones Eléctricas y con el Contrato BOOT si es que durante la vida útil de la instalación (30 años) se remunera al concesionario el costo total actualizado, aún cuando la tarifa para un año específico no cubra el íntegro del costo medio anual”*. Menciona que dicha interpretación adolece tres ilegalidades:

- a) Con independencia de la fórmula que se utilice y de los criterios de actualización de la demanda y las tarifas, las normas legales vigentes obligan a que el peaje secundario se calcule sobre la base de los costos totales incurridos en cada año y no al promedio de los costos que se devengarán durante los próximos 30 años;
- b) Las normas legales vigentes obligan a que el peaje secundario cubra el 100% del Costo Medio Anual;
- c) El Artículo 2° del DECRETO SUPREMO 029-2002-EM⁷ establece que el horizonte de largo plazo para proyectar la demanda es de quince años y no de treinta.

REDESUR señala que en materia de tarifas de transmisión, sea del sistema principal o secundario, o de distribución, el principio es que el precio

⁵ **Artículo 49°.**- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

⁶ **Costo Medio:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

⁷ **Artículo 2°.**- El horizonte de largo plazo para determinar el peaje secundario unitario a que se refiere el inciso a) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será un período de quince (15) años. Para la determinación del componente de inversión del Costo Medio se considerará una vida útil de las instalaciones de transmisión de treinta (30) años y la tasa de actualización fijada en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las tarifas de Transmisión Secundaria serán determinadas para cada concesionario.

regulado debe cubrir los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento. En ese sentido, afirma, *“...no existe razón para que el Costo Medio anual de una instalación que sirva exclusivamente a la demanda sea distinto al de una instalación que sirva exclusivamente a la generación. Asimismo, carece de fundamento legal que el peaje secundario unitario no cubra el Costo Medio anual, como expresamente lo dispone el Artículo 139° del Reglamento de la Ley”*;

Respecto al procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los SST que sirven exclusivamente a la demanda, establecido en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, la recurrente, luego de transcribir la última parte del literal a) de dicho artículo, señala que el OSINERG ha tenido una *“...interpretación manifiestamente errada y contraria a derecho, ya que el criterio de interpretación sistemática obliga a hacer un análisis independiente, no permitiendo que se aísle una porción de la norma para darle un sentido contradictorio o incongruente con el resto”*;

REDESUR manifiesta que la aplicación de la fórmula consignada en la Tabla 4.2 del Informe del OSINERG es ilegal e injusta, por cuanto:

- a) No se considera el supuesto de cambios en la ley;
- b) Otorga una discrecionalidad peligrosa e injustificada al organismo regulador ya que siempre puede, en la próxima regulación tarifaria y con el objeto de reducir tarifas, modificar sus cálculos, lo que significaría la reducción de la remuneración del concesionario a un nivel que suponga la confiscación parcial de su inversión;
- c) La interpretación de OSINERG supone un trato discriminatorio que penaliza a los concesionarios de instalaciones que sirven a la demanda frente a los que sirven a la generación.

REDESUR indica que el Informe Técnico del OSINERG no ha fundamentado la metodología ni los criterios utilizados para proyectar la demanda y actualizar la energía y potencia transportada con el objeto de calcular el peaje unitario secundario, violando con ello el principio de debido proceso establecido en el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley 27444⁸, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante “LPAG”), al no haber sido motivada en forma adecuada, lo cual acarrea la nulidad de las resoluciones. Agrega que la falta de motivación supone un recorte efectivo del derecho que tiene de impugnar los actos administrativos que la afecten, y un atentado a su derecho de defensa, lo que contraviene los criterios de

⁸ **Artículo 3.-** Requisitos de validez de los actos administrativos

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)

objetividad, transparencia y neutralidad. Adicionalmente señala que las resoluciones que impugna no han cumplido con lo dispuesto en el acápite 5.4 de la LPAG, omitiendo cumplir con el objeto del acto administrativo, lo que acarrea vicio de nulidad de las mismas, conforme al mandato del Artículo 10° de la LPAG⁹.

Finalmente, concluye REDESUR, que el peaje secundario unitario, multiplicado por la potencia y/o energía transportada, debe dar como resultado una cantidad que permita cubrir el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones que sirven exclusivamente a la demanda, en este caso, de la Subestación Tacna.

2.2. Análisis del OSINERG

El presente informe analiza los aspectos técnicos presentados en el recurso de reconsideración de REDESUR, los aspectos legales se resuelven en el informe legal correspondiente.

Con la finalidad de resolver adecuadamente los aspectos técnicos del recurso impugnativo planteado por REDESUR, se hace necesario precisar los aspectos que deben ser materia de dicho análisis. De esta forma, leyendo el petitorio y su sustento, quedan evidenciados los siguientes temas a tratar:

- Determinación del peaje secundario unitario
- Aplicación del DECRETO SUPREMO 029-2002-EM

Sin embargo, es necesario tomar en cuenta los siguientes antecedentes y consideraciones:

- 1) El OSINERG, mediante Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG) N° 001-2000 P/CTE, fijó el valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) inicial de las líneas de transmisión en 220 kV Socabaya – Moquegua, Moquegua – Tacna y Moquegua –

⁹ Artículo 10.- Causales de nulidad

Son vicios del acto administrativo, que causan su nulidad de pleno derecho, los siguientes:

1. La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias.
2. El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto a que se refiere el Artículo 14.
3. Los actos expresos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o trámites esenciales para su adquisición.
4. Los actos administrativos que sean constitutivos de infracción penal, o que se dicten como consecuencia de la misma.

Puno y las subestaciones de Tacna 220/66/10 kV y Puno 220/138/10 kV.

- 2) Posteriormente, el regulador procedió a aprobar las Tarifas en Barra, el peaje de compensación del Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") y los peajes del SST, con la Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 004-2000 P/CTE.
- 3) REDESUR comunicó al regulador la fecha estimada de entrada en operación comercial de las líneas de transmisión Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno y la subestaciones de Tacna y Puno, lo que originó la expedición de la Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 003-2001 P/CTE, con el fin de incorporar en la tarifa de electricidad los cargos para la remuneración de las mencionadas instalaciones.
- 4) En la mencionada Resolución N° 003-2001 P/CTE, quedó expresada la necesidad de fijar los cargos de transmisión que se aplicarían a partir de la fecha de inicio de operación comercial de las instalaciones de REDESUR, tomando en cuenta lo dispuesto por la cláusula 5.2.5 del Contrato BOOT.
- 5) El regulador explicó en la parte considerativa de la Resolución N° 003-2001 P/CTE, el procedimiento que estaba llevando a cabo y que dicho proceder se encontraba acorde con lo establecido en el Contrato BOOT, cláusula 5.2.5, especificando que se realizaba el cálculo sobre la base de proyecciones de largo plazo de la demanda.
- 6) Posteriormente, mediante Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD, se aprobó el Procedimiento de Liquidación Anual para los Ingresos de REDESUR por la subestación Tacna. Así mismo, se aprobaron los cargos por peaje secundario considerando los criterios y metodología aplicados en la Resolución N° 003-2001 P/CTE.

Para determinar la compensación correspondiente a la subestación Tacna, a que se refieren las resoluciones OSINERG N° 104-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, se ha desarrollado el mismo procedimiento utilizado en las fijaciones de los cargos aprobados para los años anteriores.

No es posible compartir la apreciación de la recurrente acerca de que el informe que sustenta las resoluciones impugnadas, no cumple con fundamentar la metodología ni los criterios utilizados para proyectar la demanda y actualizar la energía y potencia transportada con el objeto de calcular el peaje unitario secundario. En efecto, en el citado informe, numeral 4.1, primer párrafo, se menciona lo siguiente: *"En la determinación del CPSEE se ha considerado las premisas contenidas en el Informe Técnico OSINERG/RGT N° 045-2002 que sustenta la resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD. Así, se han considerado las siguientes:*

- *Las mismas cifras de inversión inicial de REDESUR en la S.E. Tacna;*
- *El Costo de Operación y Mantenimiento (COyM);*
- *La demanda de energía;*

- Los ingresos tarifarios proyectados para el período 2001 – 2030;
- Una tasa de actualización de 12%, conforme lo estipulado en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas...”.

Asimismo, el informe SEG/CTE N° 014-2001, que sustenta la resolución N° 003-2001 P/CTE, detalla los criterios y metodología, tanto para el tratamiento de la proyección de la demanda como para la determinación de los ingresos tarifarios; describe, además, el procedimiento para determinar las compensaciones, así como contempla los aspectos legales referidos al Contrato BOOT y al cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 25° del Texto Único Ordenado¹⁰ de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos. Dicho informe contiene la base patrón para la proyección de la demanda de largo plazo y las estimaciones de los ingresos tarifarios atribuidos a la subestación Tacna sobre las que se realizan las liquidaciones de los ingresos anuales que le corresponde recibir a REDESUR para recuperar su inversión.

En consecuencia, el OSINERG no ha incurrido en vicios que atentan contra el derecho de defensa de REDESUR, y mas bien ha cumplido con fundamentar la metodología y los criterios utilizados para el cálculo del peaje secundario correspondiente a la subestación Tacna. El OSINERG ha actuado de acuerdo a los principios de transparencia que caracterizan su accionar, como lo demuestra la realización de audiencias públicas y las distintas etapas de su procedimiento regulatorio que permiten la participación de los agentes del mercado eléctrico, en el curso de la regulación.

2.2.1. Determinación del Peaje Secundario Unitario

Se ha fijado el cargo correspondiente a la subestación Tacna, siguiendo el procedimiento dispuesto por el Artículo 62° de la LCE¹¹ y, específicamente, el señalado en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

¹⁰ **Artículo 25°.-** (...) El organismo regulador correspondiente velará que se cumplan los términos y condiciones propuestos en la oferta del adjudicatario del respectivo concurso o licitación formulada de conformidad con los incisos a que se refiere este artículo, los que se incorporarán en el contrato de concesión.

¹¹ **Artículo 62°.-** Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.

El Artículo 139° de la LCE indica el procedimiento a seguir por el regulador para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión. Asimismo, distingue dos tipos de usuarios de estos sistemas secundarios: el primero, atribuido a los generadores y el segundo, atribuido a la demanda. También considera el tratamiento que debe realizarse en los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas.

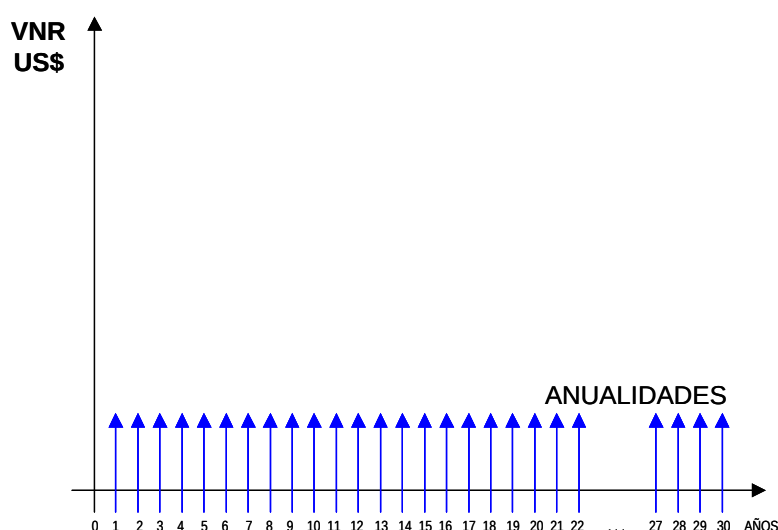
Para el caso de la demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario, la norma señala que dicha demanda pagará una compensación “equivalente” al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Al emplear la norma el término “equivalente” se refiere a una igualdad en el valor, estimación, potencia o eficacia de dos o más cosas.

Los pasos a seguir para el cálculo del peaje unitario que la demanda debe pagar por el uso del sistema secundario se pueden explicar como sigue:

- i) Se determina el Costo Medio anual de las instalaciones, de acuerdo a la definición que da la LCE; dicho costo corresponde a la inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), es decir de un sistema eficiente.
- ii) El Costo Medio anual es igual a la anualidad de la inversión o Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones más los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM).

La anualidad de la inversión se determina a una tasa de 12% y considerando una vida útil de las instalaciones de 30 años (Artículo 2° Decreto Supremo 029-2002-EM). Esto quiere decir, que la inversión se tratará como 30 anualidades considerando una tasa de descuento de 12%. El Gráfico N° 1 ilustra la anualidad del VNR para un período de 30 años.

Gráfico N° 1
Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo



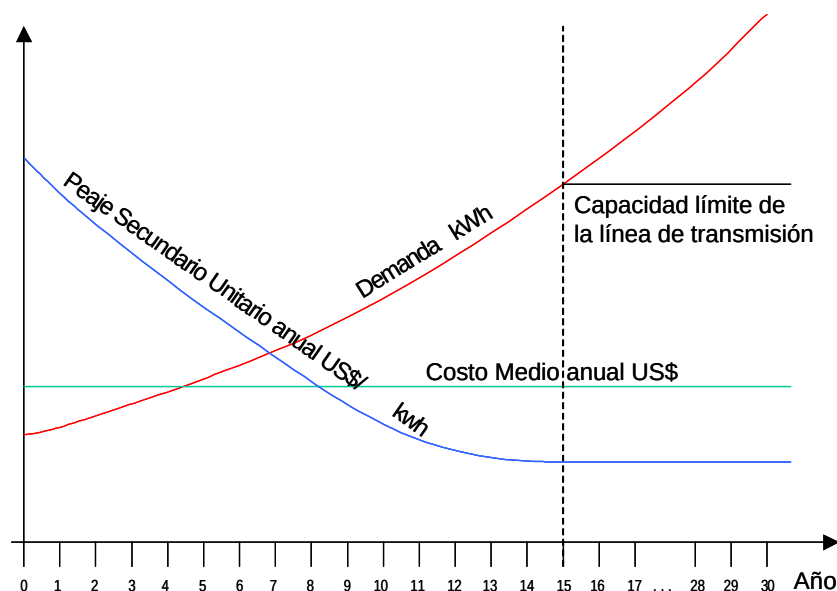
- iii) El Peaje Secundario Unitario anual se determina como el cociente entre el Costo Medio anual y la demanda anual. Dicha compensación permite cubrir el Costo Medio anual a través de la demanda estimada para cada año.

Es preciso señalar que, una característica del diseño de líneas de transmisión que alimentan a centros poblados, mineros o mezcla de ambos, es que estas se construyen para soportar un crecimiento de la demanda para un período de mediano o largo plazo. Caso contrario, se tendría la necesidad de construir líneas de transmisión cada año; lo cual no es económico, ni físicamente factible.

En el Gráfico N° 2 se ilustra, por un lado, el comportamiento creciente de la demanda a través de los años. Por otro lado, el Costo Medio anual como un valor fijo para el período de 30 años.

Para esta condición, el peaje secundario anual tiene un comportamiento decreciente en el tiempo, puesto que permaneciendo el Costo Medio anual constante en el tiempo y la demanda creciente en el mismo periodo; entonces, se obtiene como resultado que conforme crece la demanda, el valor del peaje secundario tiende a reducirse hasta un valor en la que la demanda alcanza a la capacidad límite de transporte de la línea de transmisión. En el Gráfico N° 2 se ilustra que esta condición se alcanzaría en el año 15.

Gráfico N° 2
Variación del Peaje Secundario Anual Unitario

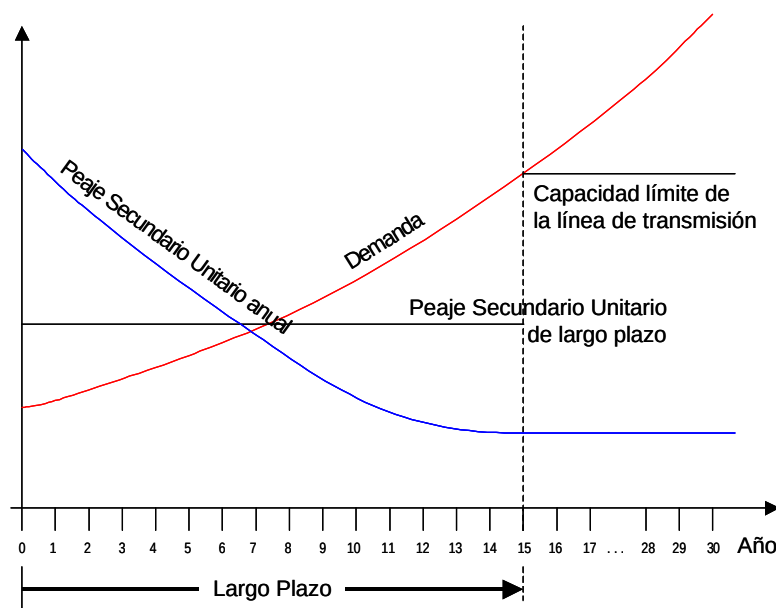


La norma ha previsto dar una señal estable en el tiempo para el Peaje Secundario Unitario, de manera tal que los ingresos anuales sean financieramente equivalentes en el período de largo plazo de 15 años. Con este propósito, para determinar el peaje secundario unitario, la norma establece determinar el valor presente del peaje secundario y dividirlo entre

el valor presente de la demanda (energía y/o potencia transportada por el sistema secundario) a una tasa de 12% y un horizonte de largo plazo establecido en 15 años por el Decreto Supremo 029-2002-EM.

El Gráfico N° 3 ilustra que el Peaje Secundario Unitario de largo plazo es un valor constante, mientras que el Peaje Secundario Unitario anual varía con la demanda.

Gráfico N° 3
Peaje Secundario Unitario Anual vs Peaje Secundario Unitario de Largo Plazo



En referencia al recurso de reconsideración interpuesto por REDESUR, se aprecia que en la posición que adopta REDESUR se limita a interpretar la primera parte del párrafo del Artículo 139° transcrito en su recurso, concluyendo que conforme al mismo debe recuperar año a año el 100% de la anualidad de la inversión del Costo Medio.

La segunda parte del párrafo del Artículo 139° transcrito en su recurso, que no ha sido analizado correctamente por REDESUR, establece explícitamente la forma en que se debe calcular el peaje secundario unitario para establecer que el mismo sea calculado como el cociente del valor actual de los peajes y el valor actual de la demanda; es decir, que definitivamente, a diferencia del Peaje por Conexión del SPT, que se calcula como el cociente del peaje anual y la demanda anual, el peaje secundario debe ser obtenido considerando la actualización de los flujos del peaje y de energía.

Cabe precisar que desde la entrada en vigencia de la LCE y su Reglamento, el marco regulatorio estableció la distinción mencionada con relación a la remuneración que deben percibir los SST y los SPT. Es por ello, que antes de la modificación del Artículo 139° del Reglamento, se utilizó, para el caso del los SST el concepto de “Potencia Adaptada”, que era calculado como el valor actualizado de los flujos de potencia. En consecuencia, el regulador y los titulares de los activos de transmisión han venido utilizando el

procedimiento explicado anteriormente, sin encontrar dudas sobre su interpretación, tal como lo prueban las propias propuestas tarifarias presentadas al OSINERG en la regulación de los años 2002 y 2003. Asimismo, REDESUR ha tomado conocimiento de dicho procedimiento desde la primera fijación tarifaria de sus instalaciones secundarias.

En razón de las consideraciones expuestas en este extremo, el recurso de reconsideración de REDESUR debe ser declarado infundado.

2.2.2. Aplicación del Decreto Supremo 029-2002-EM

Respecto a lo señalado por REDESUR, en el sentido de que el OSINERG no le ha hecho extensivo los alcances del Decreto Supremo 029-2002-EM¹², debe señalarse lo siguiente:

En la parte de Definiciones del Contrato BOOT se establece que, “Cualquier referencia a “Leyes Aplicables” debe entenderse efectuada a las leyes, regulaciones y reglamentos emitidos por una Autoridad Gubernamental, incluyendo normas complementarias, suplementarias, modificatorias y reglamentarias, incluso aquéllas a que se refiere el punto 1.3 de las Bases”.

La cláusula 5.2.5.2 del Contrato BOOT establece que la remuneración para el SST se regirá por lo dispuesto en las “Leyes Aplicables”. Asimismo, su cláusula 22.1 referente al sometimiento a las “Leyes Aplicables”, dispone que, el contrato *“se ha negociado, redactado y suscrito con arreglo a las normas legales del Perú y su contenido, ejecución y demás consecuencias que de él se originen, se regirán por las normas legales de derecho interno del Perú”.*

Evidentemente, el Decreto Supremo N° 029-2002-EM forma parte de las denominadas “Leyes Aplicables”, al haber sido dictado por autoridad gubernamental, de modo tal que sus disposiciones complementarias para la determinación del SEA a las demandas que son servidas exclusivamente por los SST, debe ser de aplicación a REDESUR.

En consecuencia, deberá modificarse el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía Local (CPSEE01), correspondiente a la S.E. Tacna – Transformación 220/66/10 kV, 50 MVA, contenido en el Cuadro N° 1 de la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD, aplicando el Decreto Supremo 029-2002-EM, en la parte que corresponde.

En razón de las consideraciones expuestas en este extremo, el recurso de reconsideración de REDESUR debe ser declarado fundado.

¹² **Artículo 2°.-** El horizonte de largo plazo para determinar el peaje secundario unitario a que se refiere el inciso a) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será un período de quince (15) años. Para la determinación del componente de inversión del Costo Medio se considerará una vida útil de las instalaciones de transmisión de treinta (30) años y la tasa de actualización fijada en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las tarifas de Transmisión Secundaria serán determinadas para cada concesionario.

3. Determinación del Cargo de Peaje Secundario Equivalente de Energía Local (CPSEE01)

Considerando las razones expuestas en el numeral 2.2.2, es necesario determinar el CPSEE correspondiente a la subestación Tacna, para lo cual se consideran los criterios y metodología contenidos en el Informe Técnico OSINERG/RGT N° 045-2002 y precedentes que sustentan la Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD.

Para la aplicación del Decreto Supremo 029-2002-EM es necesario conocer la información de demanda que es atendida por la subestación Tacna, las características de diseño de dicha subestación y, en base a ello, determinar la energía mínima anual a considerar como flujo por la subestación en mención.

La siguiente información fue proporcionado por EGESUR y corresponde a la demanda típica mensual de los usuarios de ELECTROSUR S.A. que pagan el CPSEE01 de la subestación Tacna:

Máxima Demanda :	21 578 KW
Energía Horas Punta :	2 327 622 KWH
Energía Horas Fuera de Punta :	8 311 092 KWH
Total Energía Mensual :	10 638 714 KWH
Factor de Carga :	0,685

La energía a través del transformador a que se refiere el Decreto Supremo 029-2002-EM se determina de la siguiente manera:

Potencia del Transformador : 50,00 MVA
 Factor de Carga : 0,685
 Potencia Mínima : 34,24 MW
 Energía Mínima anual : 299,93 GWh
 Energía aplicable (50%) : 149,96 MW

El Cuadro N° 1 muestra el cálculo del CPSEE01, siguiendo el procedimiento señalado en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE y el Decreto Supremo 029-2002-EM. En este sentido, el valor del CPSEE01 es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la demanda de energía actualizada, para un horizonte de 15 años.

Cuadro N° 1 Ingresos Anuales Esperados S.E. Tacna (Demanda y Período de Largo Plazo)

N°	Año	Demanda Proyectada (GWh)	Demanda Corregida (GWh)	Costo Total Anual (miles US\$)	Ing. Tarifario Esperado (miles US\$)	Peaje Anual Ctv US\$/kWh	Peaje Anual Ctm S./kWh	Peaje Unitario (Ctv US\$/kWh)	Ingreso Anual Esperado (Miles US\$)	% Cobertura Anual
1	2001	122,91	149,96	316,08	18,582	0,198	0,697	0,178	238,818	76%
2	2002	126,97	149,96	316,08	19,839	0,198	0,694	0,179	247,343	78%
3	2003	131,16	149,96	316,08	21,182	0,197	0,690	0,185	263,801	83%
4	2004	135,48	149,96	316,08	22,616	0,196	0,687	0,185	273,241	86%
5	2005	139,96	149,96	316,08	24,147	0,195	0,683	0,185	283,043	90%
6	2006	144,57	149,96	316,08	25,782	0,194	0,680	0,185	293,222	93%
7	2007	149,34	149,96	316,08	27,529	0,192	0,676	0,185	303,794	96%
8	2008	154,27	154,27	316,08	29,394	0,186	0,652	0,185	314,777	100%
9	2009	159,36	159,36	316,08	31,387	0,179	0,627	0,185	326,187	103%
10	2010	164,62	164,62	316,08	33,516	0,172	0,603	0,185	338,044	107%
11	2011	170,06	170,06	316,08	35,789	0,165	0,579	0,185	350,367	111%
12	2012	175,67	175,67	316,08	37,941	0,158	0,556	0,185	362,899	115%
13	2013	181,46	181,46	316,08	39,208	0,153	0,536	0,185	374,891	119%
14	2014	187,45	187,45	316,08	40,563	0,147	0,516	0,185	387,322	123%
15	2015	193,64	193,64	316,08	41,586	0,142	0,498	0,185	399,789	126%
16	2016	200,03	200,03	316,08	42,648	0,137	0,480	0,113	269,560	85%
17	2017	206,63	206,63	316,08	43,657	0,132	0,463	0,113	278,056	88%
18	2018	213,45	213,45	316,08	44,585	0,127	0,447	0,113	286,720	91%
19	2019	220,49	220,49	316,08	45,576	0,123	0,431	0,113	295,702	94%
20	2020	227,77	227,77	316,08	46,421	0,118	0,416	0,113	304,800	96%
21	2021	235,28	235,28	316,08	47,262	0,114	0,401	0,113	314,168	99%
22	2022	243,05	243,05	316,08	48,161	0,110	0,387	0,113	323,875	102%
23	2023	251,07	251,07	316,08	48,889	0,106	0,374	0,113	333,701	106%
24	2024	259,35	259,35	316,08	49,623	0,103	0,361	0,113	343,835	109%
25	2025	267,91	267,91	316,08	50,408	0,099	0,348	0,113	354,328	112%
26	2026	276,75	276,75	316,08	51,083	0,096	0,336	0,113	365,033	115%
27	2027	285,89	285,89	316,08	51,692	0,092	0,325	0,113	376,002	119%
28	2028	295,32	295,32	316,08	52,342	0,089	0,314	0,113	387,355	123%
29	2029	305,07	305,07	316,08	53,037	0,086	0,303	0,113	399,105	126%
30	2030	315,13	315,13	316,08	53,513	0,083	0,293	0,113	411,001	130%
Valor Presente		1 287,87	1 361,64	2 546,10	238,45			2 397,40		
Peaje Unitario						0,169	0,595	Cobertura		94%
Período 2001-2015										
Valor Presente		992,71	1 066,48	2 152,80	179,96			2 004,09		
Peaje Unitario						0,185	0,649	0,185	Cobertura	93%
Período 2016-2030										
Valor Presente		1 615,57	1 615,57	2 152,80	320,10			2 152,80		
Peaje Unitario						0,113	0,398	Cobertura		100%

Se observa del Cuadro N° 1 que, si se considera una demanda mínima de 150 GWh- año y un largo plazo de 15 años, el peaje obtenido cubre el 93% en el primer periodo de 15 años y el 95% durante el periodo total del

Contrato BOOT. Por tanto, no es aplicable considerar la condición de mínima demanda establecido en el Decreto Supremo 029-2002-EM.

El Cuadro N° 2 muestra el resultado de considerar el 100% de la demanda estimada en la subestación Tacna y un período de largo plazo de 15 años.

Cuadro N° 2 Ingresos Anuales Esperados S.E. Tacna (Período de Largo Plazo)

N°	Año	Demanda Proyectada (GWh)	Demanda Corregida (GWh)	Costo Total Anual (miles US\$)	Ing. Tarifario Esperado (miles US\$)	Peaje Anual (Ctv US\$/kWh)	Peaje (Ctm S./kWh)	Peaje Unitario (Ctv US\$/kWh)	Ingreso Anual Esperado (Miles US\$)	% Cobertura Anual
1	2001	122,91	149,96	314,56	18,582	0,241	0,845	0,178	238,818	76%
2	2002	126,97	149,96	316,08	19,839	0,233	0,819	0,179	247,343	79%
3	2003	131,16	149,96	316,08	21,182	0,225	0,789	0,204	288,522	92%
4	2004	135,48	149,96	316,08	22,616	0,217	0,761	0,204	298,778	95%
5	2005	139,96	149,96	316,08	24,147	0,209	0,732	0,204	309,422	98%
6	2006	144,57	149,96	316,08	25,782	0,201	0,705	0,204	320,472	102%
7	2007	149,34	149,96	316,08	27,529	0,193	0,678	0,204	331,943	106%
8	2008	154,27	154,27	316,08	29,394	0,186	0,652	0,204	343,855	109%
9	2009	159,36	159,36	316,08	31,387	0,179	0,627	0,204	356,225	113%
10	2010	164,62	164,62	316,08	33,516	0,172	0,603	0,204	369,073	117%
11	2011	170,06	170,06	316,08	35,789	0,165	0,579	0,204	382,420	122%
12	2012	175,67	175,67	316,08	37,941	0,158	0,556	0,204	396,010	126%
13	2013	181,46	181,46	316,08	39,208	0,153	0,536	0,204	409,094	130%
14	2014	187,45	187,45	316,08	40,563	0,147	0,516	0,204	422,654	134%
15	2015	193,64	193,64	316,08	41,586	0,142	0,498	0,204	436,287	139%
16	2016	200,03	200,03	316,08	42,648	0,137	0,480	0,113	269,560	86%
17	2017	206,63	206,63	316,08	43,657	0,132	0,463	0,113	278,056	88%
18	2018	213,45	213,45	316,08	44,585	0,127	0,447	0,113	286,720	91%
19	2019	220,49	220,49	316,08	45,576	0,123	0,431	0,113	295,702	94%
20	2020	227,77	227,77	316,08	46,421	0,118	0,416	0,113	304,800	97%
21	2021	235,28	235,28	316,08	47,262	0,114	0,401	0,113	314,168	100%
22	2022	243,05	243,05	316,08	48,161	0,110	0,387	0,113	323,875	103%
23	2023	251,07	251,07	316,08	48,889	0,106	0,374	0,113	333,701	106%
24	2024	259,35	259,35	316,08	49,623	0,103	0,361	0,113	343,835	109%
25	2025	267,91	267,91	316,08	50,408	0,099	0,348	0,113	354,328	113%
26	2026	276,75	276,75	316,08	51,083	0,096	0,336	0,113	365,033	116%
27	2027	285,89	285,89	316,08	51,692	0,092	0,325	0,113	376,002	120%
28	2028	295,32	295,32	316,08	52,342	0,089	0,314	0,113	387,355	123%
29	2029	305,07	305,07	316,08	53,037	0,086	0,303	0,113	399,105	127%
30	2030	315,13	315,13	316,08	53,513	0,083	0,293	0,113	411,001	131%
Valor Presente		1 287,87		2 544,75	238,45				2 544,75	
Peaje Unitario						0,179	0,629		Cobertura	100,0%
Período 2001-2015										
Valor Presente		992,71		2 151,44	179,96				2 151,44	
Peaje Unitario						0,199	0,697	0,204	Cobertura	100,0%
Período 2016-2030										
Valor Presente		1 615,57		2 152,80	320,10				2 152,80	
Peaje Unitario						0,113	0,398		Cobertura	100%

Se observa del Cuadro N° 2 que, si sólo se considera el largo plazo de 15 años, el peaje obtenido cubre el 100% en ambos periodos de 15 años y consecuentemente durante el periodo total del Contrato BOOT. Se ha determinado el valor de peaje de 0,204 Ctv US\$/kWh que permite un ajuste más preciso de la cobertura de los primeros 15 años, considerando los montos ya pagados en los años precedentes.

Por tanto, si es posible considerar el horizonte de largo plazo de 15 años que se señala en el Decreto Supremo 029-2002-EM.

Los resultados del CPSEE01 que se muestran en el Cuadro N° 3 son producto de los resultados de la aplicación del procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por uso de la subestación Tacna determinados en el informe OSINERG-GART/DGT N° 29A-2003 y los del Cuadro N° 2 del presente informe.

Tomando en cuenta la tasa de cambio al 30 de junio de 2003, cuyo valor es de 4,472 S./US\$, el CPSEE resultante es de 0,7283 Ctm.S./kWh y representa un incremento de 6,8% respecto al peaje vigente.

Cuadro N° 3
CPSEE Propuesto

Demanda Año 2003 GWh	Saldo Liquidación US\$	Tasa de Cambio S./US\$	Incremento CPSEE Ctv.US\$/kWh	CPSEE Vigente Ctv.US\$/kWh	CPSEE LP 15 Años Ctv.US\$/kWh	CPSEE Propuesto Ctm.S./kWh	Diferencia %
131	7 785	3,472	0,0059	0,1964	0,2038	0,7283	6,8%

4. Recomendaciones

Como consecuencia del análisis efectuado se tienen las siguientes recomendaciones:

- 1) Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Red Eléctrica del Sur S.A., contra las Resoluciones OSINERG N° 104-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, en lo que se refiere a la aplicación del Decreto Supremo N° 029-2002-EM en la determinación de las compensaciones correspondiente a la subestación Tacna, e infundado en lo demás que contiene.
- 2) Establecer el CPSEE, correspondiente a la subestación Tacna 220/66/10 kV, en 0,7283 Ctm.S/./kWh.